CENACE
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA



PAMRNT **2025 - 2039**

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista **2025 - 2039**

Elaborado por la Subdirección de Planeación
Dirección Operación y Planeación del Sistema
CENACE

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) **2025 - 2039**

Centro Nacional de Control de Energía
Blvd. Adolfo López Mateos No. 2157, col. Los Alpes,
alcaldía Álvaro Obregón, C. P. 01010, Ciudad de México.

No se autoriza la reproducción, ni divulgación de este documento de trabajo.

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista **2025 - 2039**

Centro Nacional de Control de Energía

gob.mx/cenace

Índice

Índice 3

Abreviaturas, siglas y acrónimos 7

Introducción 11

1. Fundamento legal 16

2. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM 18

2.1. Coordinación con el CENAGAS 25

3. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional 27

3.1. Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional 27

3.2. Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional 28

3.3. Principales enlaces internacionales 32

3.4. Capacidad instalada a la Red Eléctrica por las CE del Mercado Eléctrico Mayorista 34

3.5. Evolución de la Capacidad Instalada a la Red Eléctrica por las CE del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2024 39

3.6. Principales CE del Mercado Eléctrico Mayorista 41

3.7. Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional 42

3.8. Plan de adición de capacidad de generación eléctrica al SEN 45

3.9. Pronóstico de la Generación neta inyectada al SEN 49

3.10. PVIRCE 52

3.11. Evolución de emisiones de CO_2e 60

3.12. Evolución de precios de combustibles 61

3.13. Plan de adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) 63

3.14. Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva 64

3.15. Escenarios de Sensibilidad a incremento en los precios de combustibles 66

3.16. Capacidad en solicitud de CE en etapa de Estudios de Interconexión 2025-2029 70

4. Diagnóstico operativo 2024 76

4.1. Análisis por Gerencias de Control Regional 76

4.2. Comportamiento de la demanda y consumo brutos del Sistema Eléctrico Nacional durante 2024 133

4.3. Comportamiento semanal de la demanda máxima bruta integrada y consumo bruto del Sistema interconectado Nacional 133

4.4. Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California 136

4.5. Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur 137

4.6. Comportamiento semanal de la demanda máxima bruta integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Mulegé 139

4.7. Comportamiento de la generación hidráulica 140

4.8. Reserva Operativa 141

4.9. Reserva de planeación en términos de margen de reserva 144

4.10. Indisponibilidad de generación 147

4.11. Condiciones operativas en las transferencias de potencia en las principales compuertas de flujo del Sistema Interconectado Nacional en la demanda máxima de verano de 2024 147

4.12. Condiciones operativas en las transferencias de potencia en las principales compuertas de flujo del Sistema Interconectado Nacional en la demanda máxima de verano de noche de 2024 150

4.13. Principales compuertas de flujo saturadas 153

4.14. Estadística de los estados operativos alerta y emergencia 155

5. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica 161

5.1. Relación de la demanda máxima integral y el consumo de energía eléctrica con otros factores 161

5.2. Proceso de Pronóstico de demanda y consumo 163

5.3. Situación de la Industria Eléctrica 164

5.4. Escenario macroeconómico 2025-2039 184

5.5. Consumo Bruto 2025 – 2039 186

5.6. Electromovilidad 2025 – 2039 195

5.7. Generación Distribuida 2025 – 2039 199

5.8. Demanda Máxima Integrada Bruta 2025 – 2039 202

5.9. Capacidad de centros de carga en etapa de Estudios de Conexión 2025 – 2027 209

6. Características de los escenarios de estudios 213

6.1. Demanda máxima de verano 2024 213

6.2. Demanda máxima de invierno 2024 219

6.3. Demanda mínima de invierno 2024 220

6.4. Demanda media de invierno 2024 220

7. Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso en la construcción de los proyectos instruidos por SENER a la Transportista 222

7.1. Priorización de Proyectos Instruidos por SENER a la Transportista 222

7.2. Impacto en la Gerencia de Control Regional Central 240

7.3. Impacto en la Gerencia de Control Regional Oriental 244

7.4. Impacto en la Gerencia de Control Regional Occidental 257

7.5. Impacto en la Gerencia de Control Regional Noroeste 285
7.6. Impacto en la Gerencia de Control Regional Norte 300
7.7. Impacto en la Gerencia de Control Regional Noreste 315
7.8. Impacto en la Gerencia de Control Regional Peninsular 324
7.9. Impacto en el Sistema Interconectado Baja California 336
7.10. Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur 345
7.11. Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé 351
8. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM 353
8.1. Objetivo de los proyectos de ampliación 353
8.2. Proceso de ampliación de la RNT y las RGD del MEM 353
8.3. Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER 355
8.4. Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT 379
8.5. Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos 503
8.6. Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM 515
8.7. Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF) 612
8.8. Proyectos con recursos por aportaciones de la Distribuidora 615
8.9. Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2025 – 2039 (Total) 628
8.10. Proyectos Instruidos con cambio de alcance o cancelados 632
9. Modernización de la RNT y las RGD del MEM 677
9.1. Proyectos Instruidos de Modernización de la RNT 677
9.2. Proyectos Identificados de Modernización de la RNT 682
10. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo 695
10.1. Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 695
11. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes 766
11.1. Aspectos fundamentales de las Redes Eléctricas Inteligentes 767
11.2. Situación de las REI en el contexto internacional 771
12. Impacto de los proyectos instruidos de los PAMRNT en los Esquemas de Acción Remedial 776
12.1. Marco teórico de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema 776
12.2. Identificación de problemáticas que requieren la implementación de un EAR o EPS 779
12.3. Condición actual de EAR y EPS en el Sistema Eléctrico Nacional 783
12.4. Solución de problemáticas para reducir la cantidad de EAR o EPS en el SEN 783
12.5. Reducción de EAR y EPS por la entrada de infraestructura de la Red Eléctrica de proyectos instruidos en el PAMRNT 784

12.6. Reducción de EAR y EPS por la entrada de equipos indisponibles por retiros de licencias prolongadas 787
12.7. Reducción de EAR y EPS por la entrada de CE y red asociada derivado de una Planeación de la Generación optimizada 787
12.8. Reducción de EAR y EPS por la entrada de Esquemas de Protección de Área Amplia (EPAA) 788
13. Redes Eléctricas de refuerzo para los Proyectos incluidos en PVIRCE 790
13.1. Proyectos de la Empresa Pública del Estado 790
13.2. Proyectos de la Empresa Pública del Estado Petróleos Mexicanos 832
13.3. Proyectos privados de la Planeación Vinculante 833
14. ANEXOS 838
ANEXO CAPÍTULO 3 838
ANEXO CAPÍTULO 8 875

Abreviaturas, siglas y acrónimos

ACRÓNIMO	DEFINICIÓN
ACSR	Cable de aluminio desnudo con alma de acero.
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
AMP o kA	Amperes o kilo (1000) amperes, unidad de medida de corriente
AT	Autotransformador(es).
AUT	Autoabastecimiento
B/C	Beneficio / Costo
BIO	Biogás, Biomasa, Bioenergía eléctrica
CAISO	California Independent System Operator
CATPRE	Catálogo de Precios Unitarios por Mano de Obra, Materiales y Equipo
CEV	Compensador Estático de VAr
CC	Ciclo Combinado
CI	Combustión Interna
CCC	Central de Ciclo Combinado.
CCI	Central de Combustión Interna
CDE	Central Diesel Eléctrica.
CdR	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red
CE	Central(es) Eléctrica(s).
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHI	Central Hidroeléctrica.
CHLS	Cargas térmicas de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar no-eléctrico
COG	Cogeneración
COG_{ef}	Cogeneración Eficiente
CONAMER	Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
COVID-19	Enfermedad respiratoria por el virus SARS-CoV2
CP	Capacitor de Potencia.
CNE	Comisión Nacional de Energía
CSS	Contingencia Sencilla más Severa
DAC	Disparo Automático de Carga.
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General

DAG	Disparo Automático de Generación.
DMCZ	Demanda Máxima Coincidente de Zona
EAR	Esquema de Acción Remedial.
EE. UU.	Estados Unidos de América
EM	Electromovilidad
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
ENS	Energía No Suministrada.
EO	Eoloeléctrica o Eólica
EPE	Empresa Pública del Estado
EPS	Esquemas de Protección de Sistema
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EXP	Exportación
FIP	Ficha de Información de Proyecto
FV	Fotovoltaica
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GEN	Permiso de Generación LIE
GEO	Geotermoeléctrica
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
HI	Hidroeléctrica
IMP	Importación
kcmil	Mil circular mils
km-L	Kilómetro de línea, unidad de medida del total de kilómetros de longitud de una línea de transmisión que pertenecen aun enlace de red entre Subestaciones Eléctricas.
km-C	Kilómetro de circuito, unidad de medida de la suma del total de kilómetros de longitud de n líneas de transmisión que pertenecen a un enlace de red entre Subestaciones Eléctricas.
kV	Kilo (1000) volts, unidad de medida de tensión
LSE	Ley del Sector Eléctrico
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LT	Línea(s) de Transmisión.
LTCPS	Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo
LPTE	Ley de Planeación y Transición Energética
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios.
MR	Margen de Reserva
MVA	Mega Volt-Ampere, unidad de medida de potencia.
MVAr	Mega Volt-Ampere reactivo, unidad de medida de potencia reactiva.

MW	Mega Watt, unidad de medida de potencia activa.
NUC	Nucleoeléctrica
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPF	Obra Pública Financiada.
PCyM	Equipo de Protección, Control y Medición
PDS	Pronóstico de Demanda por Subestaciones
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PAMRGD	Programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRNT	Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PEM	Proyecto Elemental Mínimo.
PIE	Productores Independientes de Energía Eléctrica
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico
POISE	Programa de obras e inversiones del sector eléctrico
PP	Pequeña Producción
PRODESEN	Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PROSENER	Programa Sectorial de Energía
PIIRCE	Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas
PVIRCE	Programas vinculantes tanto para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas a los que se refiere la Ley del Sector Eléctrico
P.U.	Por unidad
RDE	Recurso(s) Distribuido(s) de Energía
RE	Reactor
REI	Red(es) Eléctrica(s) Inteligente(s)
RGD	Red General de Distribución.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
RP-MR	Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva
RT	Restaurador.
SAE	Sistema(s) de Almacenamiento de Energía
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIBC	Sistema Interconectado Baja California
SIBCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
SIM	Sistema Interconectado Mulegé
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SE	Subestación(es) Eléctrica(s)

SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
TC o TC's	Transformador(es) de Corriente
TIC	Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
TG	Turbogás
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
UCE	Unidad(es) de Central(es) Eléctrica(s)
UME	Unidades Móvil de Emergencia
UPC	Usos Propios Continuos
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
VE	Vehículo(s) eléctrico(s)
VEHC	Vehículo(s) eléctrico(s) híbrido(s) conectable(s)
VH	Vehículo(s) Híbrido(s)
VIRPe-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva
VIRPm-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínimo en términos del Margen de Reserva
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
VPP	Centrales Eléctricas Virtuales
WECC	Western Electricity Coordinating Council
ZC	Zona de Carga
ZOT	Zona de Operación de Transmisión

Introducción

De conformidad con lo establecido en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la planeación y el control del SEN, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica son áreas estratégicas, siendo actividades que corresponden únicamente a la Nación.

Durante el proceso reciente del ciclo de planeación 2025-2039 se han aprobado modificaciones en el marco normativo del Sector Eléctrico. Estos cambios en la estructura del Sector refuerzan la rectoría del Estado y transforman la visión que se tenía con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE recién abrogada); ahora con la Ley del Sector Eléctrico se contempla la predominancia de participación del Estado y se crea la planeación vinculante en la actividad de generación de energía eléctrica.

Otro cambio relevante es la transformación de las Empresas Productivas del Estado por Empresas Públicas del Estado que promueve el interés público sobre interés de rentabilidad económica y genera condiciones de bienestar en la sociedad y justicia energética.

Hoy en día, la carta magna menciona que las Leyes determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica, que en ningún caso tendrán prevalencia sobre la Empresa Pública del Estado (EPE), siendo su esencia cumplir con la responsabilidad social y garantizar la continuidad y accesibilidad del servicio público de electricidad.

Según lo dispuesto, el Sector Eléctrico está integrado por Transportista, Distribuidora, Generadoras, Suministradoras, Comercializadoras, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Importadores, Exportadores, Comercializadoras no Suministradoras y cualquier otra que defina la SENER o la CNE.

La Secretaría de Energía (SENER), como máxima autoridad del sector, es la facultada para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica. Es responsable de formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica según el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Además, dirige el proceso de planificación, elaboración y supervisión del anterior PRODESEN, ahora el nuevo PLADESE.

Dentro de sus atribuciones asociadas a la planeación, desarrolla los programas vinculantes para la instalación y retiro de CE, autoriza los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución e instruye posteriormente a la EPE la ejecución de los proyectos contenidos en los programas, así como el seguimiento de su ejecución hasta su entrada en operación.

En el PLADESE se refleja la política energética en materia de electricidad, en apego a lo previsto en las Leyes del Sector Eléctrico y la de Planeación y Transición Energética e integra la planeación de mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional, cuyos objetivos son preservar la seguridad y autosuficiencia energética de la Nación y proveer al pueblo electricidad al menor precio posible, evitando lucro, para garantizar la seguridad nacional y soberanía.

El PLADESE considera al menos:

- Los pronósticos de demanda eléctrica y de precios de insumos primarios del sector eléctrico, los cuales deben ser elaborados por el CENACE en colaboración con las empresas públicas del Estado, coordinados por la Secretaría;
- Las estimaciones de crecimiento económico en coordinación con las entidades federativas, incluidos los polos de desarrollo considerados por el Gobierno Federal;
- Criterios de mínimo costo de generación y suministro de energía eléctrica en el largo plazo, con preferencia a los bienes nacionales bajo las mismas circunstancias, igualdad de precios, calidad y entrega oportuna;
- EL PVIRCE, así como el PAMRNT;
- La política en materia de Accesibilidad, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Eficiencia, Seguridad y Sostenibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional establecida por la Secretaría;
- Los proyectos a desarrollar por personas particulares, el Estado o bajo esquemas de desarrollo mixto, incluidos los proyectos bajo la figura de autoconsumo;
- La coordinación con el programa de expansión de la red nacional de gasoductos;
- La coordinación con los mecanismos de promoción e incentivos que contribuyan a la descarbonización, así como al desarrollo de las Energías Limpias y aplicación de nuevos combustibles;
- El análisis costo-beneficio integral de las alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, conforme a los criterios definidos por el CENACE o la CNE, según corresponda, en coordinación con la Secretaría;
- La congruencia con el Plan Nacional de Desarrollo, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), la Estrategia Nacional de Transición Energética y el Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía;
- El fomento al desarrollo tecnológico, implementación de nuevas tecnologías e innovación en el sector eléctrico nacional, y
- La promoción de la Justicia Energética.

Según lo dispuesto en la normativa vigente, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el responsable de elaborar, formular y proponer a la SENER, en coordinación con la EPE los PAMRNT para su autorización y hacia la CNE para su opinión.

El PAMRNT debe contemplar un horizonte de planeación de 15 años y describe detalle de los insumos empleados para los modelos de planeación, su metodología, y los resultados derivados de la integración de todas las premisas e insumos en función de la normativa vigente a fin de cumplir con los objetivos en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se presenta una breve descripción de los temas desarrollados en cada uno de los Capítulos del PAMRNT 2025 – 2039:

En el Capítulo 1, se establece el fundamento legal que da sustento al CENACE para la elaboración del presente PAMRNT.

En el Capítulo 2, se presenta el proceso para la elaboración de PAMRNT y las diferentes metodologías que se utilizan para la evaluación técnica y económica de los proyectos identificados.

En el Capítulo 3, se incluye un resumen de la Infraestructura actual del SEN, la producción de energía eléctrica, el PVIRCE, la Matriz Energética Nacional de largo plazo, la capacidad de generación en etapa de estudio y el número de estudios de Servicio de Transmisión.

En el Capítulo 4, se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2024. Se muestran las problemáticas operativas por Gerencia de Control Regional (GCR), el comportamiento en el margen de reserva operativo y la reserva de planeación, la congestión en la RNT, las problemáticas de sobrecargas en la transformación, los nodos y zonas con deficiencias en el control de la Calidad de tensión, las interrupciones en el suministro de energía eléctrica y una breve reseña de los principales disturbios ocurridos. Asimismo, se relacionan con las obras instruidas por la SENER que estarían solucionando la mayoría de las problemáticas operativas que se han tenido. Este diagnóstico es una referencia importante para identificar los proyectos que solucionen problemáticas que se irán agravando a futuro, a fin de que sean propuestos para la aprobación de la SENER y opinión de la CNE (antes CRE).

En el Capítulo 5, se muestran los pronósticos esperados de demanda y consumo de energía eléctrica brutos de 2025 a 2039, incluyendo las variables de Generación Distribuida (GD) y electromovilidad (EM) cuyo impacto adquiere mayor relevancia para el largo plazo.

El Capítulo 6, describe en detalle las características de los escenarios de estudio pertinentes para la planificación de la infraestructura eléctrica a mediano y largo plazo.

En el Capítulo 7, se presenta un resumen de la priorización de los proyectos instruidos por SENER a la Transportista, indicando su avance constructivo y/o estatus en el que se encuentran. Además, se describe el impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Suministro Eléctrico por GCR, ocasionado por retraso en la entrada en operación de dichos proyectos instruidos.

En el Capítulo 8, se detallan los proyectos instruidos por la SENER para la ampliación de la RNT y las RGD del MEM, los proyectos Legados previos a la Reforma Energética y los proyectos por aportaciones. Adicionalmente, se presentan las Fichas de Información de Proyecto (FIP) resumen que justifican técnica y económicamente la necesidad de construcción de los proyectos identificados para la ampliación de la RNT y las RGD del MEM en el ejercicio de planeación de 2025-2039; y se presentan los proyectos instruidos que, por condiciones del sistema eléctrico, incremento de la demanda y consumo, entrada de Centros de Carga y reevaluaciones solicitadas por el Transportista se actualizan sus metas físicas.

En el Capítulo 9, se presentan los proyectos instruidos por la SENER, para la modernización de la RNT y las RGD del MEM, así como las FIP resumen de los proyectos identificados en el ejercicio de planeación de 2025-2039.

El Capítulo 10, muestra una breve descripción de los proyectos en Estudio denominados indicativos y que aún tienen procesos pendientes de evaluación técnica y económica y pueden depender de condiciones aún con incertidumbre como son: la demanda pronosticada, nuevos proyectos de generación u otro.

En el Capítulo 11, se exponen los aspectos fundamentales de elementos de REI indispensables para transitar hacia un Sistema Eléctrico modernizado, destacando la necesidad de integrar SAE, como Bancos de Baterías, para garantizar la incorporación de CE con Energía Limpia Intermitente, incluyendo de esta manera diversas tecnologías avanzadas de forma unificada. Además, se describe brevemente la situación actual de las REI en el contexto internacional.

El Capítulo 12 nos presenta el impacto de los proyectos instruidos dentro de los Esquemas de Acción Remedial. Donde dichos esquemas tienen el objetivo de evitar la evolución de un disturbio, el cual puede desencadenar la desconexión en cascada de varios elementos hasta terminar en un colapso parcial o total lo que afectaría a los usuarios finales del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Por último, en el Capítulo 13 muestra la incorporación de proyectos de generación de las Empresas Públicas del Estado y los proyectos Privados Vinculantes con definiciones de Red Eléctrica de refuerzo para algunos proyectos y los demás en estudio una estimación de metas físicas e inversiones requeridas; respecto a los Privados Vinculantes su proceso se rige mediante las Disposiciones Administrativas de Carácter General que determine la SENER.

1

Fundamento legal

1. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la SENER y a la CNE, la propuesta del PAMRNT para el periodo 2025 – 2039, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; artículos 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I, y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; artículos 1º, párrafo primero, 2º, 6º, párrafo primero, 11, 12 y 14 párrafo primero, fracción I, 15, párrafo antepenúltimo de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; apartado A, fracción I, numeral 16 de la Relación de Entidades Paraestatales de la Administración Pública Federal, publicada en el DOF el 14 de agosto de 2025, artículos 13, 124, fracciones XIV y XV y 125 de la Ley del Sector Eléctrico; artículos 8 y 12 de su Reglamento; artículo 15, fracción II de la Ley de Planeación y Transición Energética; artículo 56, fracción IV de su Reglamento; artículos PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO, párrafo primero, y VIGÉSIMO CUARTO del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía".

La SENER con fundamento en los artículos 10, párrafo primero, fracción XXI y 13, párrafo segundo de la LSE; y artículo 12, párrafos primero y segundo, fracciones IV y V del Reglamento de la LSE, es quien autoriza el documento denominado PAMRNT 2025-2039.

2

Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM

2. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM

El proceso de Planeación esta alineado con los objetivos establecidos en el cuarto Eje General del Desarrollo Sustentable del Plan Nacional de Desarrollo 2025 – 2030, atendiendo las estrategias mencionadas para el fortalecimiento, soberanía, impulso y modernización del Sistema Eléctrico Nacional.

Para definir los proyectos propuestos que formarán parte del PAMRNT 2025 – 2039, el CENACE realiza estudios técnicos y económicos según el proceso ilustrado en la Figura 2.1.

Antes de iniciar el proceso, es necesario definir los objetivos y fundamento normativo que se deben cumplir en el reporte final del PAMRNT. Los objetivos sustantivos son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, reducción de los costos del suministro de energía eléctrica, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, minimizar las congestiones en la RNT, programar proyectos de REI, operación con eficiencia energética y la reducción de gases efecto invernadero.

En la etapa de estudios, que engloba el horizonte de corto plazo se consideran los requeridos para definir la infraestructura y refuerzos para la interconexión de CE y la conexión de Centros de Carga. Esta infraestructura será base para los estudios de la expansión de la Red Eléctrica a mediano y largo plazos.

Para los estudios eléctricos de mediano a largo plazos, se parte del conocimiento del diagnóstico operativo del SEN del año previo o incluso de los meses previos para identificar las problemáticas operativas en congestionamientos de la RNT, sobrecargas en las capacidades de la transformación, necesidades de compensación de potencia reactiva capacitiva e inductiva, apoyos en la Confiabilidad e intercambios de energía eléctrica a través de los enlaces internacionales y comportamiento del margen de reserva operativo. Asimismo, de la infraestructura de la Red Eléctrica actual y la que se tiene en programa contemplando las fechas de entrada en operación estimadas por la Transportista y Distribuidora, del crecimiento de la demanda y del parque de generación con la información real más reciente.

En los diferentes escenarios estacionales de la demanda que se estudian y analizan para los siguientes años, se plasman las condiciones y políticas operativas reales que tienen aplicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas CHI para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y CE necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas Unidades de CE por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, porcentajes de generación renovable solar y de viento de acuerdo a estadísticas y horas específicas.

En los estudios eléctricos, se optimizan los despachos económicos de la generación considerando tanto los costos variables de cada unidad de CE como los límites de transmisión de las Compuertas de Flujo significativas del SEN, así como el Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030 y la Estrategia Nacional del Sector Eléctrico.

La identificación de refuerzos se va desprendiendo gradualmente con el crecimiento de la demanda y la interconexión de fuentes de generación para satisfacer el suministro de la energía eléctrica, la reducción de emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) y las Metas de producción de Energía Limpia.

La presencia de violaciones en límites de transmisión, sobrecargas en elementos de transformación, bajas y altas tensiones en la RNT debido a restringidos márgenes de reserva de potencia reactiva, tanto en la fase normal de estado estable como ante contingencias sencillas (criterio universal de Confiabilidad η-1), son indicadores para realizar estudios más detallados. Estos estudios tienen el propósito de confirmar la necesidad de refuerzos y determinar sus nodos de conexión más apropiados.

Una vez identificado el refuerzo, se estudian diferentes Alternativas para la misma magnitud de transporte de potencia o capacidad y se determina cuál presenta los mejores beneficios técnico-operativos y económicos.

Para la realización de los estudios económicos y de energía eléctrica de la RNT, el SEN se modela por regiones con las correspondientes Compuertas de Flujo y Límites Operativos entre ellas. La demanda se modela de acuerdo con las curvas de duración de carga considerando los pronósticos de crecimiento previamente evaluados. Las CE se modelan con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible, considerando: la indisponibilidad estadística y proyectada de éstas. Para las CE intermitentes, se toma en cuenta el comportamiento estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios en planta proporcionado por la SENER.

Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva que impacte el límite de transmisión de líneas de la RNT y RGD del MEM, se realizan estudios de despacho económico y probabilísticos considerando restricciones operativas y de Confiabilidad η-1 con red detallada para un horizonte de 15 años.

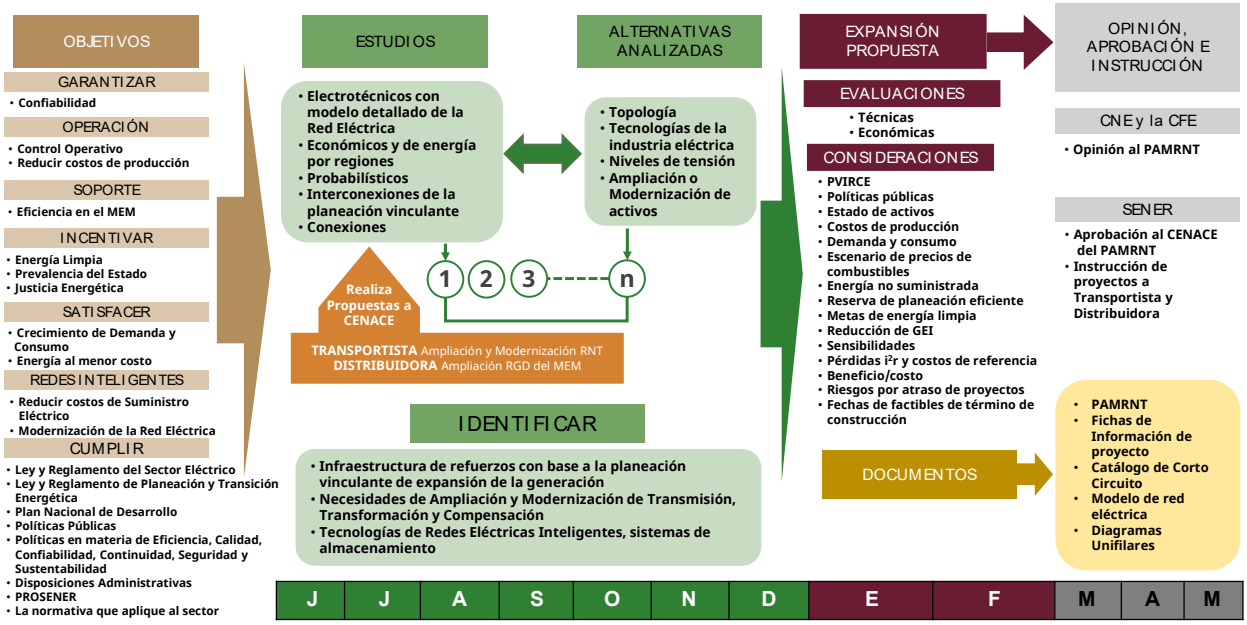
La metodología de demanda incremental se utiliza para evaluar adiciones de transformación y compensación de potencia reactiva en redes de transmisión radiales de la RNT y RGD del MEM.

En la elaboración de los estudios económicos y de energía se analizan las diferentes Alternativas de cada proyecto previamente estudiadas, técnicamente se considera una vida útil de 30 años para los elementos de transmisión y 20 años para los SAE con baterías. Los beneficios económicos para el sector eléctrico de cada Alternativa se determinan con base a la vida útil de cada una, para luego compararlo respecto a su costo de inversión estimado y obtener indicadores económicos como la relación beneficio/costo, el valor presente neto y la tasa interna de retorno, entre otros.

Para definir la Alternativa de cada proyecto que será sometido a la opinión de la CNE y aprobación de la SENER, se realiza una evaluación comparativa de los beneficios técnicos y económicos, seleccionando así la Alternativa con mejores beneficios y prevalencia.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva que se estarán evaluando anualmente de acuerdo con los nuevos proyectos de CE, crecimiento de la demanda, evolución de precios de los combustibles y en consonancia con la Estrategia Nacional del Sector Eléctrico.

FIGURA 2.1. PROCESO ANUAL DEL PAMRNT[1]



En la Figura 2.2 se muestra el proceso para la evaluación del desempeño de la Confiabilidad en la RNT y las RGD del MEM, del cual se obtiene el modelo de la Red Eléctrica con los nuevos proyectos programados para el corto y mediano-largo plazo.

En el horizonte de tiempo de corto y mediano plazos (η+2 a η+6), se desarrolla, donde sea necesario para cada proyecto propuesto en estudio, el modelo de la Red Eléctrica para los diferentes escenarios estacionales y de demanda que se estudian y analizan. La representación de la Red Eléctrica se ajusta y/o actualiza con la información del PVIRCE considerando los proyectos firmes, estratégicos e indicativos (proyectos optimizados, su ubicación es conocida a nivel regional), las fechas de entrada en operación de los proyectos instruidos por la SENER, la incorporación de nuevos Centros de Carga y el crecimiento de la demanda por SE.

El modelo en el horizonte de tiempo de corto plazo para los estudios de evaluación del desempeño de la Red Eléctrica está compuesto de los componentes de secuencia positiva para flujos de carga, de secuencia cero para cálculos de corto circuito y de los modelos matemáticos y controles de las unidades de las CE de todas las tecnologías para estabilidad transitoria. En este horizonte es importante representar la RNT y las RGD del MEM con el mayor detalle posible.

Los diferentes escenarios de demanda-despacho de generación estacionales, son condiciones puntuales en un tiempo determinado y están orientados a conocer el comportamiento del sistema en cada una de ellas. Cada escenario contiene, además de la información de la Red Eléctrica actual y futura, los pronósticos de demanda por región/zona/SE, la capacidad prevista en el PVIRCE, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

[1] Adecuado de la Figura 2.1 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31-dic-2021

En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazos (η+6 a η+14) como los proyectos de CE y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por un grado de incertidumbre mayor en las variables de precios de combustibles y evolución de la demanda y consumo. El modelo de la Red Eléctrica incluye proyectos de transmisión indicativos para dar seguimiento en los subsecuentes ejercicios de estudios de Planeación.

Con los modelos de Red Eléctrica para cada escenario, se evalúa el desempeño del sistema eléctrico, se definen e incorporan nuevos refuerzos de tal forma que la RNT y las RGD del MEM puedan operar para suministrar las demandas a lo largo del horizonte de estudio con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Asimismo, se definen proyectos con tecnologías de REI para preservar, y mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad y seguridad del SEN ante la incorporación de generación renovable (variable e intermitente) en la RNT y las RGD, y que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico.

FIGURA 2.2. PROCESO DE EVALUACIONES DE LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM



El Proceso de Evaluaciones Económicas consiste en la evaluación del impacto económico y de Confiabilidad en el suministro, de los proyectos para la ampliación y modernización de la RNT y RGD pertenecientes al MEM, considerando los costos de inversión y beneficios en los costos de: producción, Confiabilidad en el suministro, cumplimiento Metas Energía Limpia y emisiones GEI, y precios de combustibles. Este Proceso se lleva a cabo por cuatro Estudios diferentes y con ello proporcionar un sustento sólido para la opinión de la CNE y autorización de la SENER, de los proyectos propuestos en el PAMRNT:

Económicos con incertidumbres: permite obtener los beneficios económicos y de Confiabilidad esperados de un proyecto y sus respectivas Alternativas considerando incertidumbres en los afluentes de los principales embalses del SEN, en la generación EO y FV, manteniendo una óptima coordinación hidrotérmica con la generación intermitente, aunado a los escenarios de precios de combustible y crecimiento de la demanda y consumo, englobando los horizontes de corto, mediano y largo plazos.

Determinísticos: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto y sus respectivas Alternativas ante diferentes Escenarios (9 a 27) de precios de combustibles, consumo – demanda, Energías Limpias Intermitentes y recursos hidráulicos que pueden presentarse en mediano y largo plazos para la operación del SEN.

Demanda Incremental: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto de mínimo costo para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada en mediano y largo plazo en estado estable y ante contingencia sencilla en un área de influencia determinada, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas de acuerdo con los criterios establecidos en el Código de Red (CdR).

Probabilísticos: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto y sus respectivas Alternativas mediante la evaluación probabilística compuesta de la Confiabilidad (usando simulación Monte Carlos considerando las salidas fortuitas de generación y salidas por fallas aleatorias en elementos de transmisión y transformación, independientes entre sí, para cada uno de los estados posibles.

La evaluación económica de los principales proyectos de transmisión requiere la simulación de la operación futura del sistema eléctrico. Esta se realiza mediante los modelos que consideran información fiable del sistema referente a: simplificación de la Red Eléctrica por regiones, pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, evolución de precios de combustibles, parámetros de desempeño de las CE, PVIRCE, incertidumbres en afluentes, en la generación EO y FV, caracterización de la Red Eléctrica existente, límites de transmisión, proyectos de transmisión candidatos, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento del sistema existente y de los proyectos futuros de CE y transmisión y, parámetros de evaluación como la Tasa Social de Descuento y el costo de la Energía No Suministrada (ENS).

Los resultados principales, del proceso de evaluación económica y de energía eléctrica de proyectos de transmisión consisten en: costos totales de producción de energía eléctrica, costos de ENS, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, factores de utilización de las Líneas de Transmisión, entre otros.

En el horizonte de tiempo de corto plazo (η a η+6) se realizan evaluaciones para determinar la evolución del margen de reserva, factores de planta de CE, comportamiento esperado de flujo de potencia en las Compuertas de Flujo, impacto económico y por Confiabilidad en el SEN debido al retraso de proyectos instruidos y de generación, entre otros.

La evaluación económica o social, consiste en determinar sí los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

La instalación y operación de un proyecto de transmisión, dentro del sistema eléctrico, modifica el costo total del suministro; esta variación se puede cuantificar mediante el cálculo de los diferentes componentes del costo, bajo dos condiciones del sistema eléctrico: con el proyecto y sin el proyecto.

Los principales beneficios que se obtienen consisten en los ahorros de costos de producción y ahorros en el costo de la ENS. Otros beneficios que se determinan son los asociados a reducción de emisiones contaminantes.

En la Figura 2.3, se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema.

En esta fase de estudios, el SEN se modela simplificando la Red Eléctrica física de transmisión por regiones y manteniendo los parámetros físicos de las Líneas de Transmisión entre regiones con sus correspondientes límites de transmisión.

Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos de la RNT, de tal manera que la evaluación económica del proyecto esté en consonancia con la minimización en el largo plazo, de los costos de

inversión, operación, emisiones y de Confiabilidad en el Suministro, y que satisfaga los criterios de planeación, operación y de las políticas de Confiabilidad del SEN.

Lo anterior, para dar cumplimiento a lo establecido en la LSE y su Reglamento, la LPTE en las Metas de producción de Energía Limpia y mitigación de GEI, los criterios de la planeación energética y de política para establecer nuevas CE tendientes a satisfacer las necesidades del país, así como, de las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red*.

FIGURA 2.3. PROCESO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



Para confirmar las necesidades de refuerzos de Transmisión y Transformación se realizan estudios para la expansión de la RNT mediante la metodología probabilística compuesta, considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbres. El análisis se efectúa mediante el Modelo Probabilístico, el cual considera la siguiente información del sistema: la incertidumbre que representa la Tasa de Salida Forzada (TSF) para las Unidades de CE y el índice de falla de salidas de Líneas de Transmisión y Transformación, la topología y parámetros de red; el modelo de Red Eléctrica equivalente, los proyectos de la RNT que se encuentran programados e instruidos, los límites de Transmisión, la demanda y consumo, la estadística de la generación HI, los costos variables del parque existente de generación y los proyectos de generación de energía eléctrica contenidos en el PVIRCE.

En el horizonte de tiempo de mediano-y largo plazos (η+6 a η+14), para cada año la representación de la Red Eléctrica se ajusta y/o actualiza con el PVIRCE, y con el crecimiento de la demanda por GCR y Sistema Interconectado.

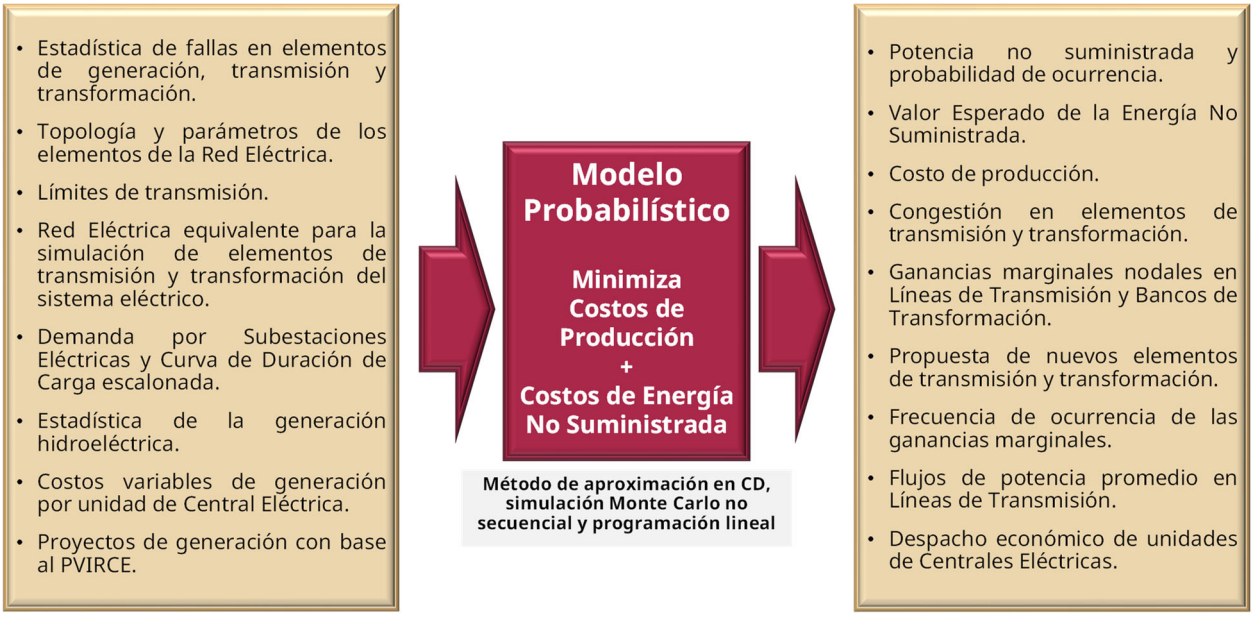
El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar los costos de producción y mejorar la seguridad del Suministro Eléctrico y la Confiabilidad en términos de reducción de la ENS en el sistema – para cada año del horizonte de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación utilizando el método Monte Carlo no secuencial.

El criterio de Confiabilidad para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación consiste en que los beneficios – atribuibles a cada proyecto de transmisión y/o transformación – por reducción de los costos de producción e incremento en la Confiabilidad del sistema eléctrico, deben ser suficientes para cubrir el costo de inversión del proyecto, de manera que resulte una relación beneficio-costo mayor a la unidad.

Para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación en el mediano plazo, se utiliza la metodología de planificación dinámica, la cual consiste en la solución de subproblemas estáticos (año por año) iniciando del año "η+6" al "η+14", y posteriormente de regreso, del año "η+14" al "η+6". Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

En la Figura 2.4 se presentan los principales insumos y los resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema eléctrico con el Modelo Probabilístico.

FIGURA 2.4. PROCESO DE ESTUDIOS PROBABILÍSTICOS COMPUESTOS DE LA CONFIABILIDAD PARA LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM



2.1. Coordinación con el CENAGAS

En el corto plazo, se consideran las restricciones vigentes en el suministro del gas natural de acuerdo con el comportamiento real del suministro y pronósticos de los primeros años, con fuente de información del área operativa.

El CENAGAS tiene una coordinación estrecha con el área de Operación del Sistema y el MEM, interactuando en el corto plazo.

3

Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

3. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

3.1. Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

El SEN está conformado por ocho Gerencias de Control Regionales (GCR), donde la península de Baja California está compuesta por tres Sistemas Eléctricos que operan aislados entre sí, como se muestra en la Figura 3.1.1. La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de nueve Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía Baja California Sur, para el Sistema Interconectado Mulegé (SIM).

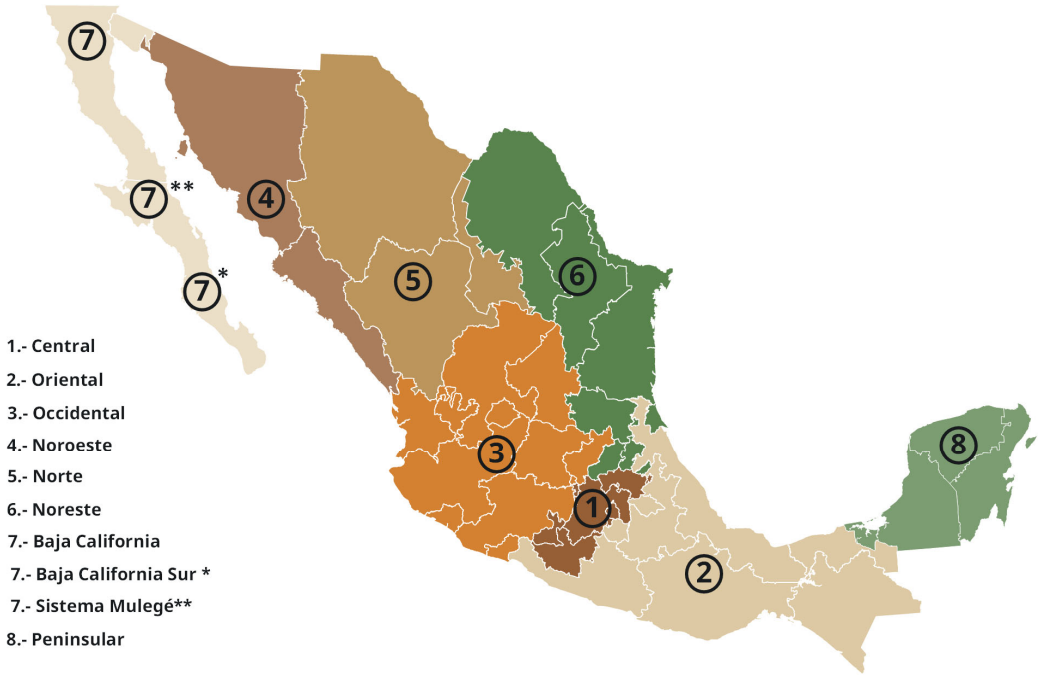
El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el Control Operativo del SEN y el MEM.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está integrado por siete regiones de control: Central (CEN), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía eléctrica para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El Sistema Interconectado Baja California (SIBC), opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE. UU. – Western Electricity Coordinating Council (siglas en inglés WECC)- por medio de dos Líneas de Transmisión conectadas a un nivel de tensión en 230 kV en corriente alterna.

Mientras que los Sistemas Interconectados Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC.

FIGURA 3.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL[2]



3.2. Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La Red Nacional de Transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la CFE. La expansión de la Red Eléctrica se ha llevado a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las CE. En el futuro, se continuará con la construcción de las Redes Eléctricas de transmisión para asegurar la cobertura del suministro de energía eléctrica en todo el país, proporcionando justicia energética y promoviendo el aprovechamiento de los recursos energéticos nacionales; esto permitirá realizar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia e imparcialidad, mediante la asignación y despacho óptimos de las CE para satisfacer la demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional, garantizando su sustentabilidad y fortaleciendo la robustez en la Confiabilidad del SEN.

El SEN está constituido por Redes Eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- **RNT:** Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las RGD y a los Usuarios Finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- **RGD:** Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las Redes Eléctricas en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles

[2] El SEN está conformada por tres Sistemas Interconectados que operan aislados entre sí y cada uno cuenta con su Centro de Control.

mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 kV.

- **Redes Particulares:** Redes Eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD. No serán incluidas en el documento.

La red cuenta al año 2024 con 56,720 kilómetros de líneas de transmisión con niveles de tensión de 161 kV hasta 400 kV y 54,418 kilómetros con niveles de tensión desde 69 kV hasta 138 kV. Por lo que respecta a la capacidad de transformación, la RNT cuenta con 116,625 bancos de transformación, mientras que las RGD cuentan con 81,504 bancos de transformación, al cierre del año 2024.

En el Cuadro 3.2.1, se muestran los km de Líneas de Transmisión por nivel de tensión de 2023 a 2024. La Figura 3.2.1 muestra el porcentaje por nivel de tensión de las Líneas de Transmisión en la RNT.

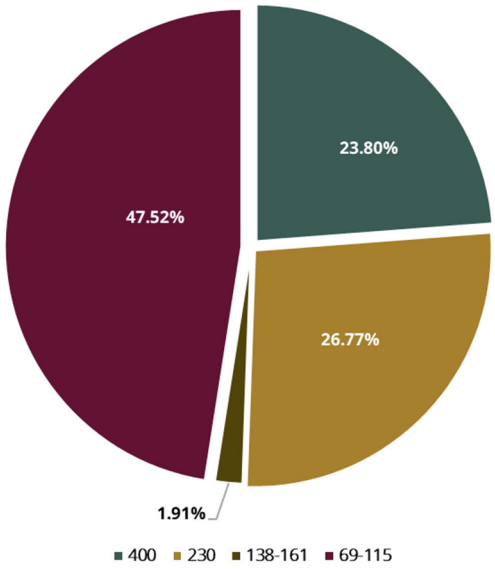
CUADRO 3.2.1. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (KM) [3]

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (km) 2023	LONGITUD (km) 2024	TCA 2023-2024 (%)
Transmisión 161 a 400 kV	**56,409**	**56,720**	**0.55**
400 kV	26,135	26,451	1.21
230 kV	29,743	29,749	0.02
161 kV	531	520	-2.03
Transmisión 69 a 138 kV	**54,437**	**54,418**	**-0.03**
138 kV	1,620	1,603	-1.05
115 kV	48,725	48,717	-0.02
85 kV	1,757	1,764	0.38
69 kV	2,335	2,335	0.00
Total	**110,846**	**111,138**	**0.26**

FUENTE: Elaborado con información de la Transportista.

[3] Existe un decremento con respecto a los kilómetros de líneas de los niveles de tensión de 161, 138 y 115 kV, esto debido a que existen ocasiones que se decide sustituir el nivel de tensión de algunas líneas por uno mayor, como es el caso para el cierre de 2024.

FIGURA 3.2.1. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RNT POR NIVEL DE TENSIÓN (KV) EN 2024



FUENTE: Elaborado con información de la Transportista y GCR.

En las SE de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento efectivo de 362 MVA en bancos de transformación de 2023 a 2024. En el Cuadro 3.2.2 muestra los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM 2023-2024. El Cuadro 3.2.3, presenta la infraestructura de RGD que no correspondan al MEM para 2023 y 2024.

CUADRO 3.2.2. ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SE DE LA RNT Y DE LOS ELEMENTOS DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM (MVA) [4]

NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA) 2023	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA) 2024	TCA 2023-2024 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	113,688	116,625	2.58%
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	79,812	81,504	2.12%
Total	**193,500**	**198,129**	**2.39%**

FUENTE: Elaborado con información de CENACE.

[4] Los valores son capacidad efectiva de transformación.

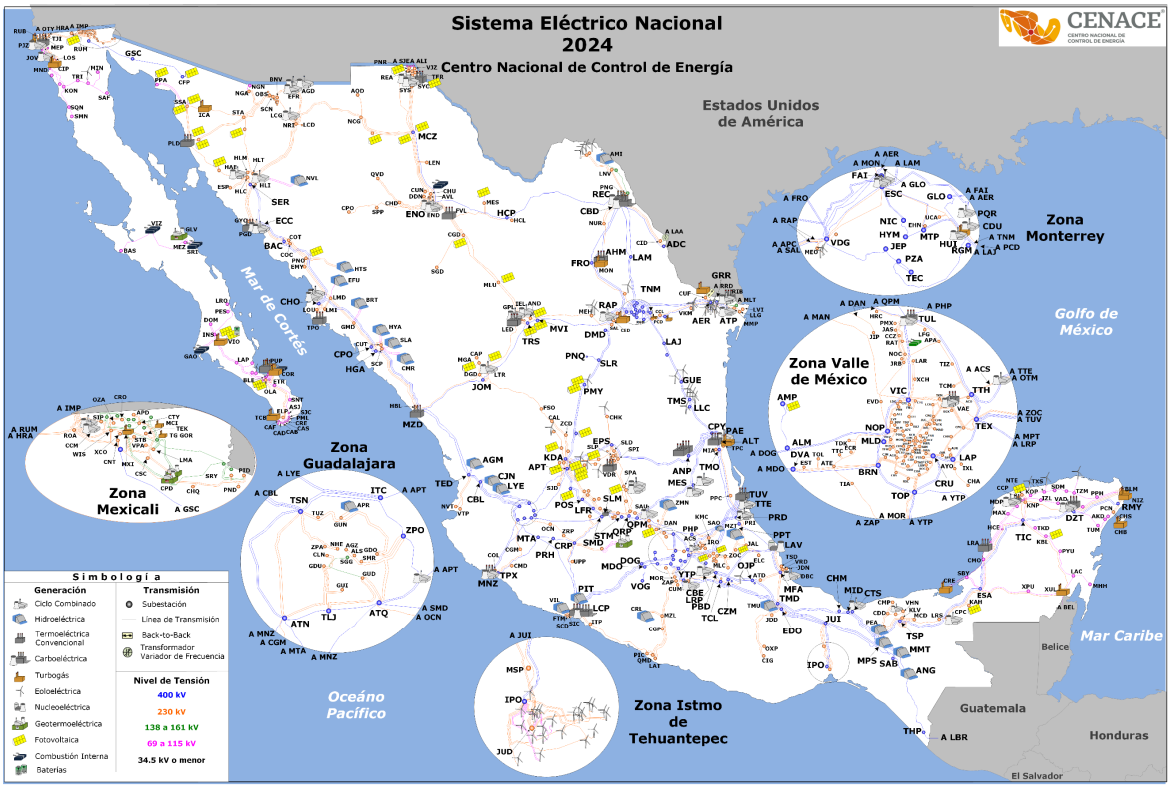
CUADRO 3.2.3. INFRAESTRUCTURA DE LA RGD QUE NO CORRESPONDAN AL MEM

INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN	2022	2023	2024
Cantidad de Circuitos Media Tensión	12,239	12,358	12,560
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	548,411	551,465	555,336
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	340,759	342,741	345,966
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	59,123	60,010	64,894
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,617,936	1,640,728	1,805,396

FUENTE: Elaborado con información de la Distribuidora.

En la Figura 3.2.2 se muestra la Red Eléctrica troncal de transmisión en un diagrama unifilar simplificado, considerando desde 115 a 400 kV en el SIN. En la Península de Baja California los SIBC, SIBCS y SIM en 115 kV.

FIGURA 3.2.2. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL – RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2024[5]



[5] No describe información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

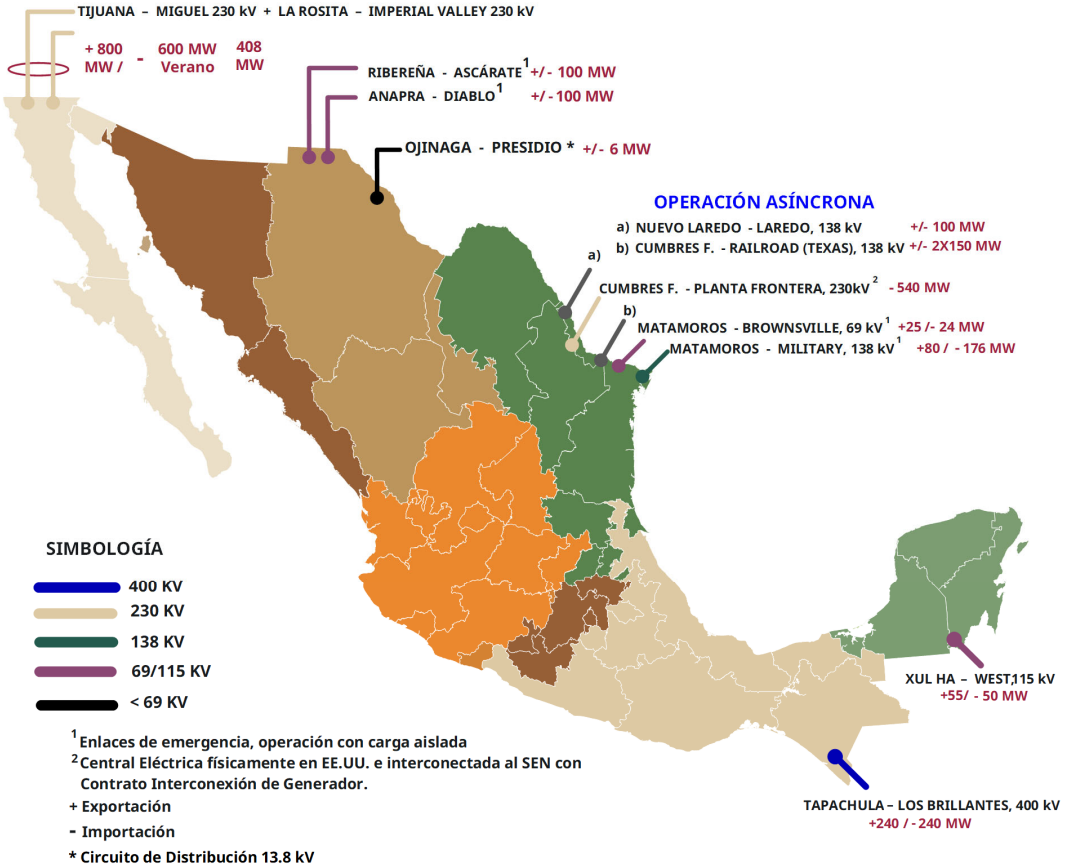
3.3. Principales enlaces internacionales

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la Figura 3.3.1. Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión en 115 kV que operan con carga aislada entre ciudad Juárez, Chihuahua, y El Paso, Texas, EE. UU. En Matamoros, Tamaulipas se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas, EE. UU. Con Texas se tienen dos enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW en la región de Laredo, y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa.

Con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV. En Baja California se tienen dos CCC y una EO que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el SIBC y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

El Cuadro 3.3.1 presenta la energía eléctrica transmitida en MWh de los principales enlaces internacionales, el Cuadro 3.3.2 presenta los factores de utilización con respecto a las capacidades de importación y exportación.

FIGURA 3.3.1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2024 (MW)



CUADRO 3.3.1. ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSMITIDA EN LOS PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES DE 2021 A 2024 (CAPACIDAD MW Y ENERGÍA ELÉCTRICA EN MWH)

INTERCONEXIÓN	CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN [MW]	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN [MW]	EXPORTACIONES (MWh)				IMPORTACIONES (MWh)			
			2021	2022 /1	2023 /2	2024	2021	2022 /1	2023 /2	2024
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMER	100	100	29,979	35,735	29,414	13,509	79,727	135,365	165,849	210,380
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	300	300	104,547	119,355	50,837	24,644	50,500	172,057	293,671	428,106
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	36	36	0	0	0	0	0	0	0	0
MILITARY HIGHWAY	80	80				0				6,436
GCR NORESTE - ERCOT			134,526	155,091	80,251	38,153	130,227	307,422	459,520	644,923
LA ROSITA - IMPERIAL VALLEY	800	600 ver	303,610	215,749	365,776	235,282	1,122,706	1,147,565	999,804	1,183,106
TIJUANA - OTAY MESA		408 inv	724,111	509,700	495,118	488,080	402,050	570,082	507,457	559,240
IMPERIAL IRRIGATION DISTRICT	27	27	0	0	0	0	0	32,238	40,001	33,705
SIBC - CAISO			1,027,720	725,449	860,895	723,363	1,524,756	1,749,885	1,547,262	1,776,051
TAPACHULA-LOS BRILLANTES	240	240	1,150,690	1,217,384	1,740,470	1,649,128	81,788	89,097	47,321	48,268
XULHA-BELICE	55	50	380,292	323,311	430,666	407,711	6	6	1	10
SIN - CENTROAMERICA			1,530,983	1,540,695	2,171,136	2,056,838	81,795	89,103	47,322	48,278
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			2,693,229	2,421,235	3,112,282	2,818,354	1,736,778	2,146,410	2,054,104	2,469,252

FUENTE: Liquidaciones disponibles del MEM
/1 se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2023-2037 con las Liquidaciones disponibles del Mercado
/2 se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2024-2038 con las Liquidaciones disponibles del Mercado

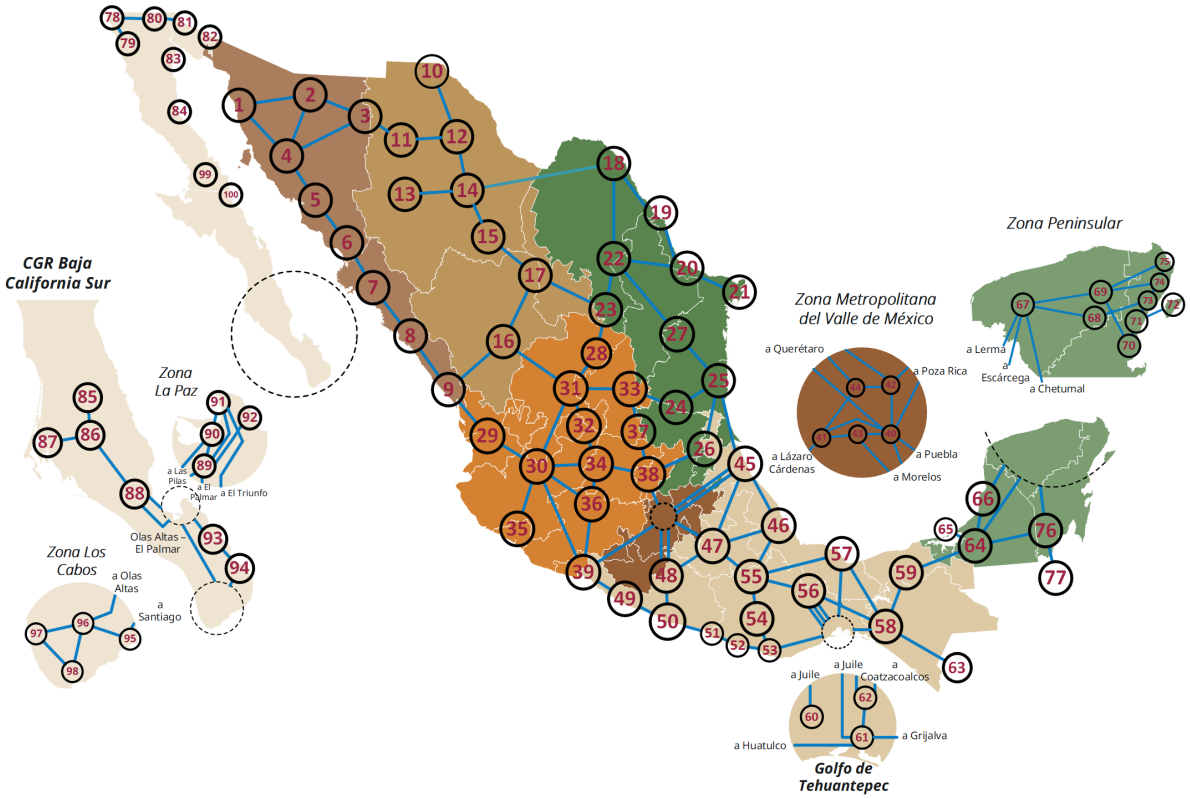
CUADRO 3.3.2. FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES DE 2021 A 2024 (%)

INTERCONEXIÓN	EXPORTACIONES				IMPORTACIONES*			
	2021	2022 /1	2023 /2	2024	2021	2022 /1	2023 /2	2024
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMER	3.42	4.08	3.36	1.54	9.10	15.45	18.93	23.95
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	3.98	4.54	1.93	0.94	1.92	6.55	11.17	16.25
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MILITARY HIGHWAY	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.92
SIBC - CAISO	14.66	10.35	12.28	10.29	29.01	33.29	29.44	33.70
TAPACHULA - LOS BRILLANTES	54.73	57.90	82.78	78.23	3.89	4.24	2.25	2.29
XULHA - BELICE	78.93	67.10	89.39	84.39	0.00	0.00	0.00	0.00

NOTA: En 2021, 2022, 2023 y 2024 se considera entre SIBC y CAISO el valor de 600 MW para el cálculo.
/1 se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2023-2037 con las Liquidaciones disponibles del Mercado
/2 se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2024-2038 con las Liquidaciones disponibles del Mercado

La Figura 3.3.2 ilustra los enlaces de transmisión entre las regiones del SEN en 2024, utilizados para desarrollar los programas vinculantes tanto para la instalación y retiro de CE a los que se refiere la LSE, cuyo objetivo principal es establecer de los requerimientos de capacidad de generación necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica y cumplir con las metas de energías limpias del país, de esta manera se pretende satisfacer las necesidades energéticas del país. Esta representación simplificada de la Red Eléctrica es utilizada por algunos modelos del CENACE para realizar las evaluaciones económicas de los principales proyectos propuestos de ampliación o modernización. En el Anexo 3.1, se muestran los enlaces de transmisión entre las 100 regiones del SEN.

FIGURA 3.3.2. ENLACES DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES DEL SEN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024



FUENTE: Enlaces de transmisión regionales PVIRCE 2025-2039.

3.4. Capacidad instalada a la Red Eléctrica por las CE del Mercado Eléctrico Mayorista

La capacidad instalada determina la cantidad máxima de energía eléctrica que es posible generar, garantizando así un suministro constante y confiable para satisfacer la demanda del país. A continuación, se presentan la capacidad instalada a la Red Eléctrica[6] RNT y las RGD de las CE, pertenecientes a la CFE, Productor Independiente de Energía (PIE), Autoabasto (AUT), Cogeneración (COG), Pequeño Productor (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) al 31 de diciembre de 2024.

Al cierre del 2023 la capacidad instalada a la Red Eléctrica de los participantes del estado y privados fue de 89,008 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2024 se incrementó a 90,543 MW, lo cual refleja un incremento de 1.72% con respecto al 2023. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como Centrales de CC (491 MW), Centrales FV (584 MW) y Centrales EO (457 MW). Mientras que para las CE en pruebas se tiene 3,078 MW destacando las Centrales de CC (2,425 MW), Centrales FV (326 MW) y las Centrales EO (216 MW).

[6] La Capacidad instalada a la Red Eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión

En el Cuadro 3.4.1 se presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica del SEN[7] por los principales tipos de tecnologías para el 2021, 2022, 2023 y 2024.

En el Cuadro 3.4.2 se presenta la capacidad en pruebas en el SEN por tipo de tecnología y GCR al 31 diciembre 2024. En la Figura 3.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada a la Red Eléctrica al cierre de diciembre de 2024, de las CE en operación. El Cuadro 3.4.1 no considera en la Capacidad Instalada a la Red Eléctrica de tres SAE con Baterías de tres CE de Energía Limpia en el SIBCS, ya que estas son para regulación primaria y control de rampas por efectos de nubosidad o disminución súbita de viento (ráfagas).

CUADRO 3.4.1. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA (MW)

TECNOLOGÍA	2021 1/	2022 6/	2023 7/	2024 8/
Hidroeléctrica	12,614	12,613	12,612	12,612
Geotermoeléctrica	976	976	976	976
Eoloeléctrica	6,977	6,921	7,055	7,512
Fotovoltaica*	5,955	6,535	7,469	8,053
Bioenergía 2/	378	408	407	387
Suma limpia renovable	**26,899**	**27,453**	**28,519**	**29,540**
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	2,305	2,308	2,322	2,293
Suma limpia no renovable	**3,913**	**3,916**	**3,930**	**3,901**
Total capacidad de energía eléctrica limpia	**30,812**	**31,369**	**32,449**	**33,441**
Porcentaje	**35.8**	**36.0**	**36.5**	**36.9**
Ciclo combinado	33,640	34,413	35,178	35,669
Térmica convencional 3/	11,793	11,343	11,300	11,300
Turbogás 4/	3,744	3,815	3,888	3,953
Combustión interna	701	728	729	717
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**86,153**	**87,130**	**89,008**	**90,543**

1/ Capacidad instalada a la Red, al 31 de diciembre de 2021.
2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
3/ incluye Lecho Fluidizado
4/ incluye plantas móviles
5/ Con base a la información del 20-ene-2025, se modificaron las CE de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia y Acreditaciones como Cogeneración Eficiente.
6/ Capacidad instalada de la Red, al 31 de diciembre de 2022.
7/ Capacidad instalada de la Red, al 31 de diciembre de 2023.
8/ Capacidad instalada de la Red, al 31 de diciembre de 2024.
NOTA: CNE, CFE y Participantes del MEM. La capacidad con base a su Capacidad de Contrato de Interconexión.
*Para el cierre de diciembre de 2024, se incluye dos CE híbridas con FV y SAE con baterías.

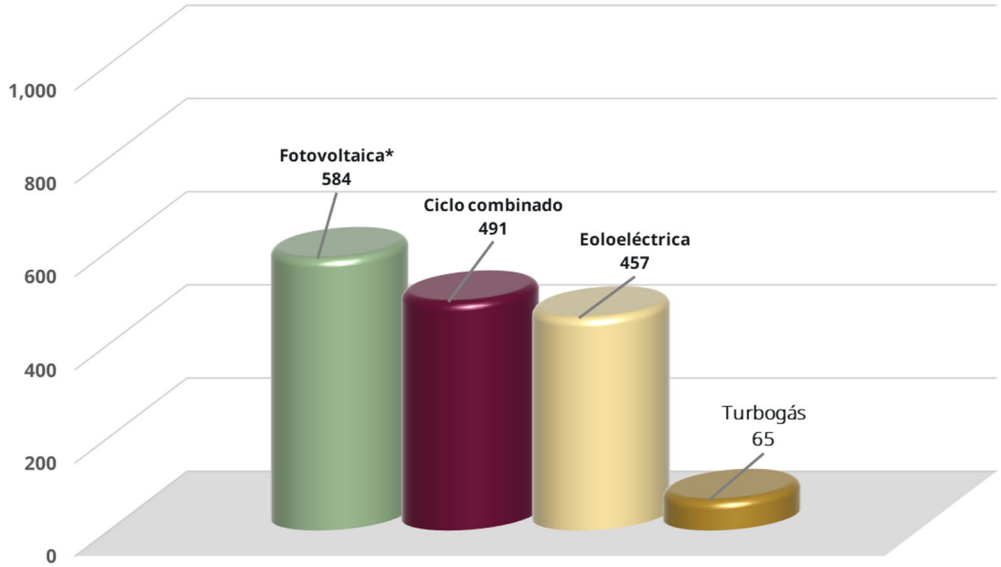
[7] **FUENTE:** CNE, CFE y Participantes del MEM

CUADRO 3.4.2. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA EN PRUEBAS POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31-DICIEMBRE 2024 (MW)

TECNOLOGÍA	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIBC	SIBCS	SIM	TOTAL
Hidroeléctrica			12	3							15
Geotermoeléctrica											0
Eoloeléctrica			66			150					216
Fotovoltaica			306	20							326
Bioenergía [1/]			6								6
Suma limpia renovable	**0**	**0**	**390**	**23**	**0**	**150**	**0**	**0**	**0**	**0**	**563**
Nucleoeléctrica											0
Cogeneración Eficiente [3/]				12							12
Suma limpia no renovable	**0**	**0**	**0**	**12**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12**
Total capacidad de energía eléctrica limpia	**0**	**0**	**390**	**35**	**0**	**150**	**0**	**0**	**0**	**0**	**575**
Porcentaje	**0.00**	**0.00**	**35.27**	**100.00**	**0.00**	**83.61**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**18.69**
Ciclo combinado			697				1,729				2,425
Térmica convencional [2/]											0
Turbogás							19				19
Combustión interna	3		19			29				8	59
Carboeléctrica											0
TOTAL	**3**	**0**	**1,106**	**35**	**0**	**179**	**1,748**	**0**	**0**	**8**	**3,078**

[1/] incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
[2/] incluye Lecho Fluidizado.
[3/] Con base a la información del 20-ene-2025, se modificaron las CE de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia y Acreditaciones como Cogeneración Eficiente.
NOTA: La capacidad en pruebas con base a su Capacidad de Contrato de Interconexión.

FIGURA 3.4.1. ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024 (MW)

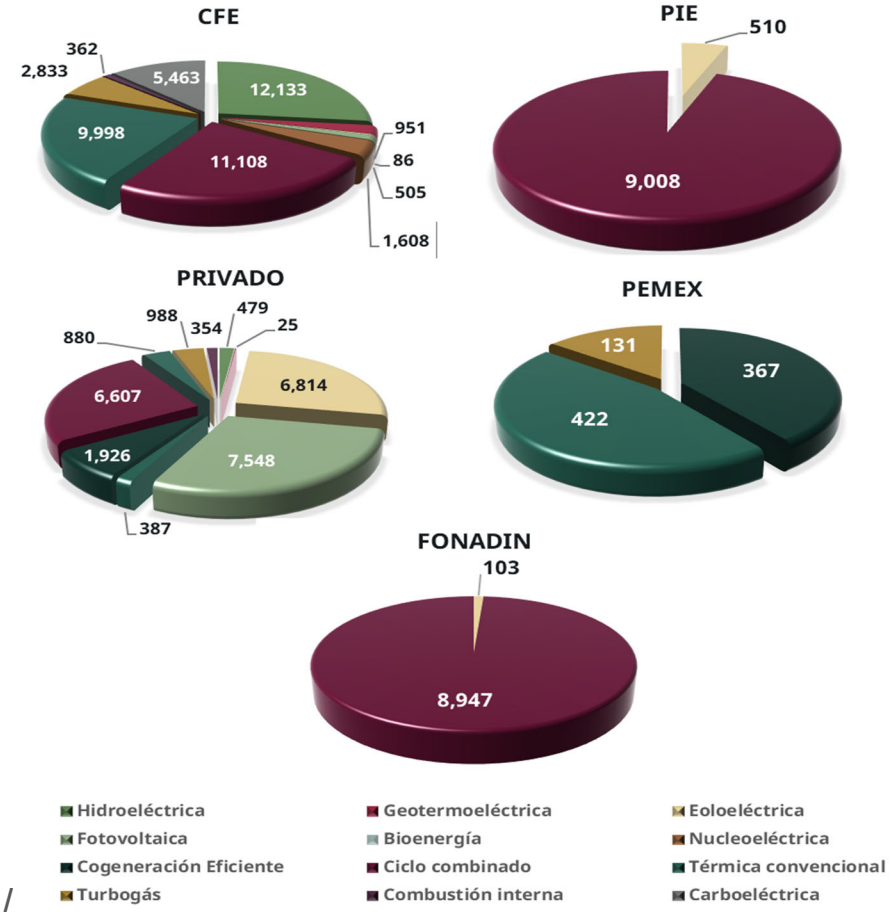


FUENTE: Información CNE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. En CE FV se incluye Híbrida de FV y SAE.

En el año 2023 la capacidad instalada a la Red Eléctrica de las CE de Energía Limpia tales como, HI, GEO, EO, FV y de BIO, fue de 28,519 MW, y al cierre de diciembre de 2024 se tiene 29,540 MW; un incremento del 3.58 % con respecto al 2023. Siendo las CE EO y FV las principales fuentes de tal incremento.

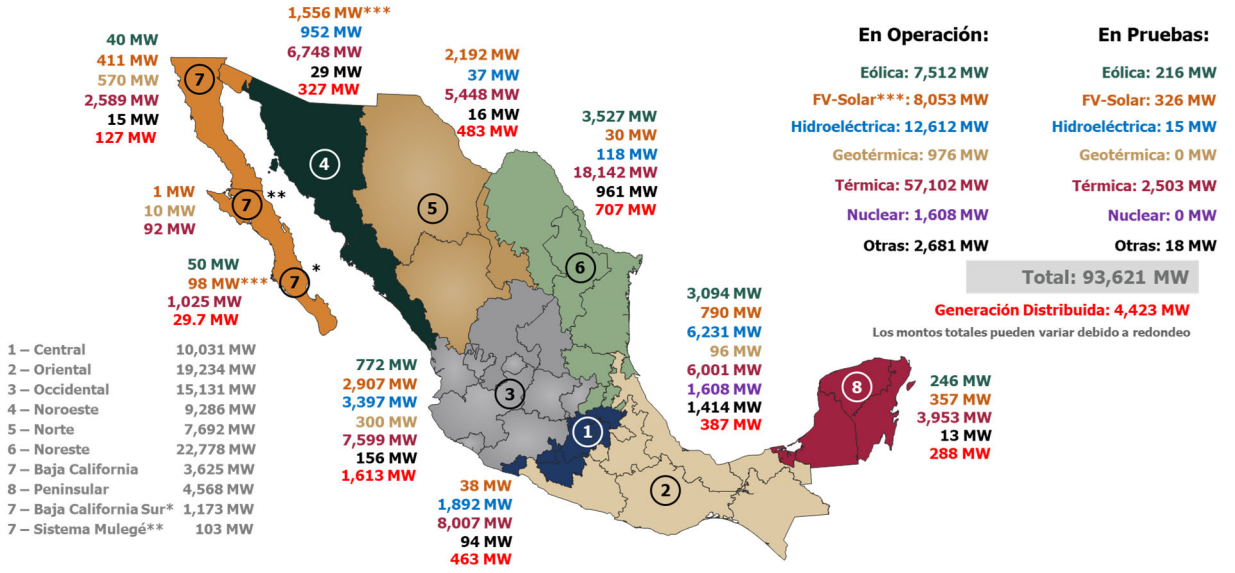
En la Figura 3.4.2, presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica por modalidad al 31 de diciembre de 2023. Para más detalle, ver Anexo 3.2 y derivados. En la Figura 3.4.3, presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica en operación y en pruebas del SEN al cierre de diciembre 2024, clasificada por tipo de tecnología y Región de Control. Al cierre de diciembre de 2024, los participantes del estado tienen 55,485 MW, mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada a la Red Eléctrica de 26,008 MW y 9,050 MW pertenecientes al Fondo Nacional de Desarrollo Industrial (FONADIN).

FIGURA 3.4.2. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR PARTICIPANTES AL 31 DICIEMBRE DE 2024 (MW)



FUENTE: Información CNE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. No incluye GD-FV y en pruebas.

FIGURA 3.4.3. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA, EN OPERACIÓN Y PRUEBAS DEL SEN AL 31 DICIEMBRE 2024 (MW)

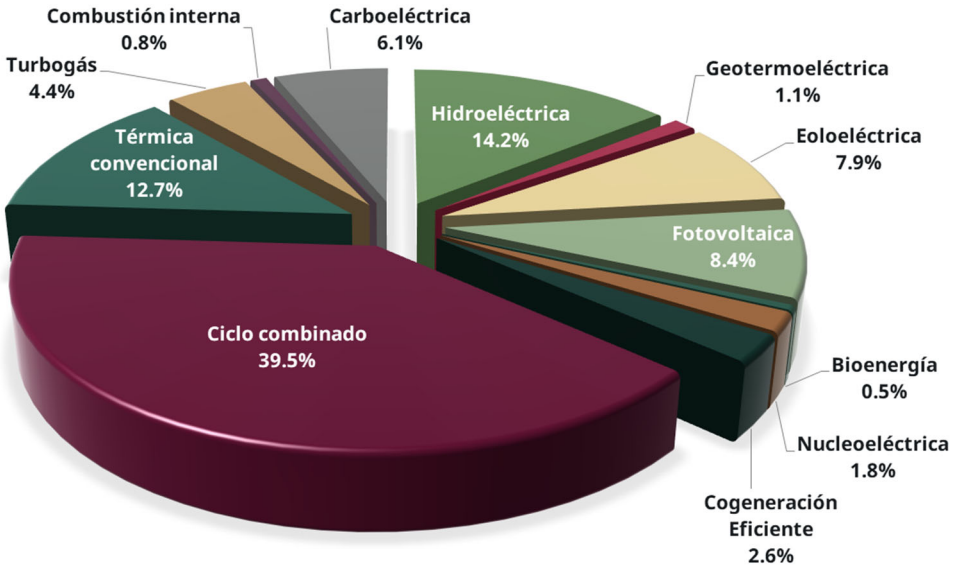


Considera la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas que se encuentran en operación y pruebas al 31 de diciembre de 2024.
Térmica: Incluye CC, Combustión interna (CI), Térmica convencional (TC), Turbogas (TG) y Carboeléctrica (CA). Otras: solo incluye BIO y Cogeneración Eficiente (COEF).
**** Existe un proyecto hibrido con un FV y SAE.*

FUENTE: CNE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La GD-FV representa el 29.8% de la Capacidad Instalada con tecnología FV con electrónica de potencia en el SEN.

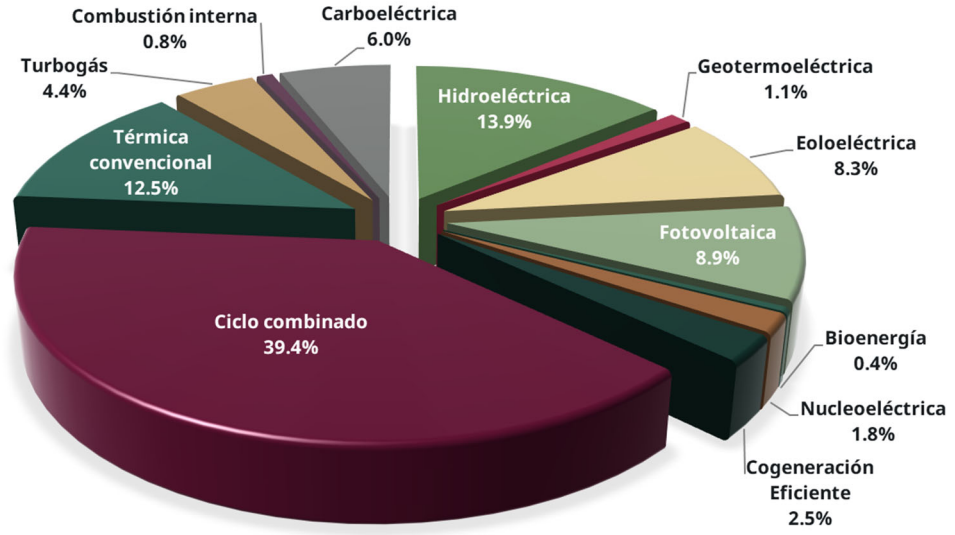
Las Figuras 3.4.4 y 3.4.5, muestran el porcentaje de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2023, y al 31 de diciembre de 2024, respectivamente. Se observa que el mayor incremento se tiene en CE FV.

FIGURA 3.4.4. PORCENTAJE DE PARTIIPACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



FUENTE: CNE, CFE y Participantes del MEM.

FIGURA 3.4.5. PORCENTAJE DE PARTICIAPCIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024



FUENTE: CNE, CFE y Participantes del MEM.

3.5. Evolución de la Capacidad Instalada a la Red Eléctrica por las CE del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2024

En la Figura 3.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología para el periodo 2019 – 2024; no se considera la capacidad instalada a la Red Eléctrica de las CE de Frenos Regenerativos, la GD y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

Se incluye la capacidad neta de las Unidades Móvil de Emergencia (UME). Ir al Anexo 3.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2019-2024.

FIGURA 3.5.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA 2019 – 2024 (MW)

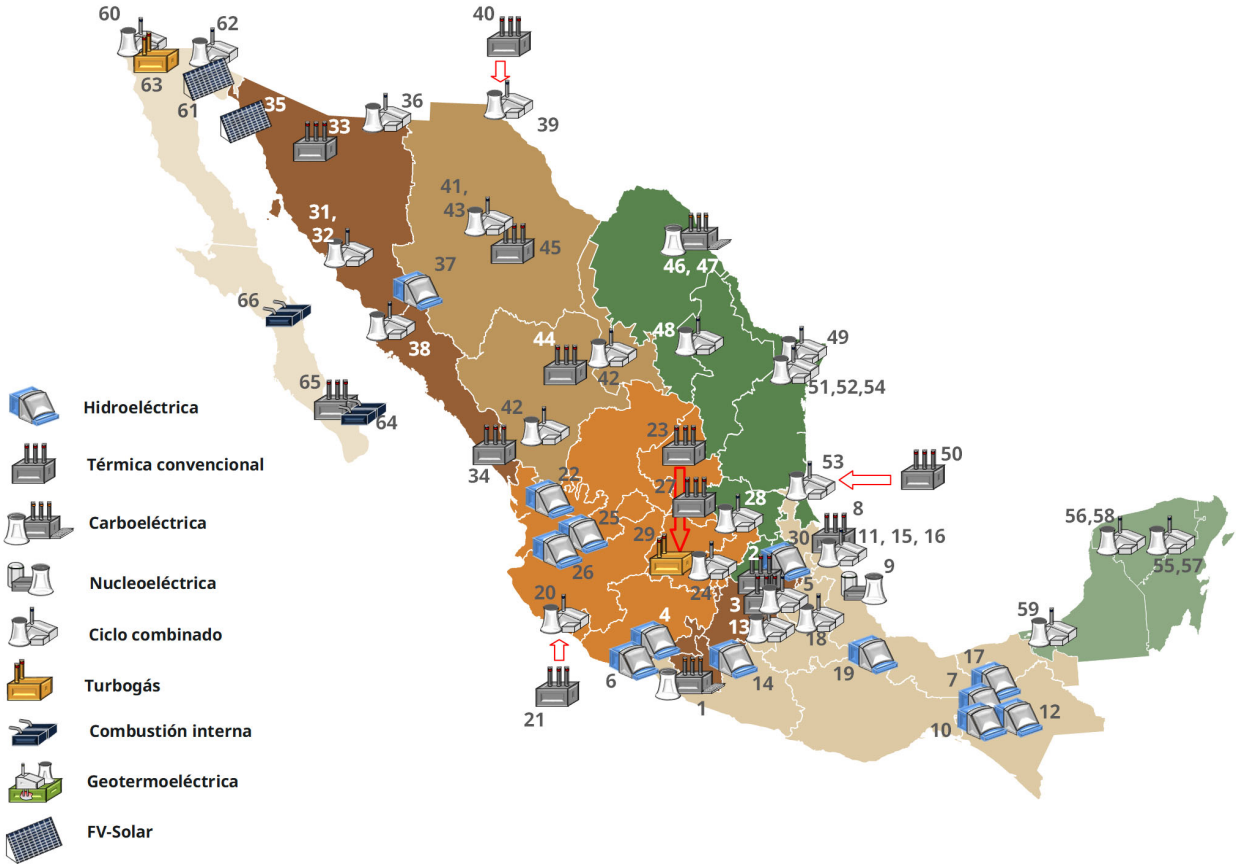
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hidroeléctrica Energía Limpia Renovable	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612	12,612
Geotermoeléctrica Energía Limpia Renovable	899	951	976	976	976	976
Eoloeléctrica Energía Limpia Renovable	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055	7,512
Fotovoltaica* Energía Limpia Renovable	3,646	5,149	5,955	6,535	7,469	8,053
Bioenergía Energía Limpia Renovable	375	378	378	408	407	387
Nucleoeléctrica Energía Limpia No Renovable	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración eficiente Energía Limpia No Renovable	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322	2,293
Ciclo Combinado Energía Fósil	30,402	31,948	33,640	34,413	35,178	35,669
Térmica Convencional Energía Fósil	11,831	11,809	11,793	11,343	11,300	11,300
Turbogás Energía Fósil	2,960	3,545	3,744	3,815	3,888	3,953
Combustión Interna Energía Fósil	891	850	701	728	729	717
Carboeléctrica Energía Fósil y Carbón	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463

FUENTE: Con información de CNE, CFE y Participantes del MEM.

3.6. Principales CE del Mercado Eléctrico Mayorista

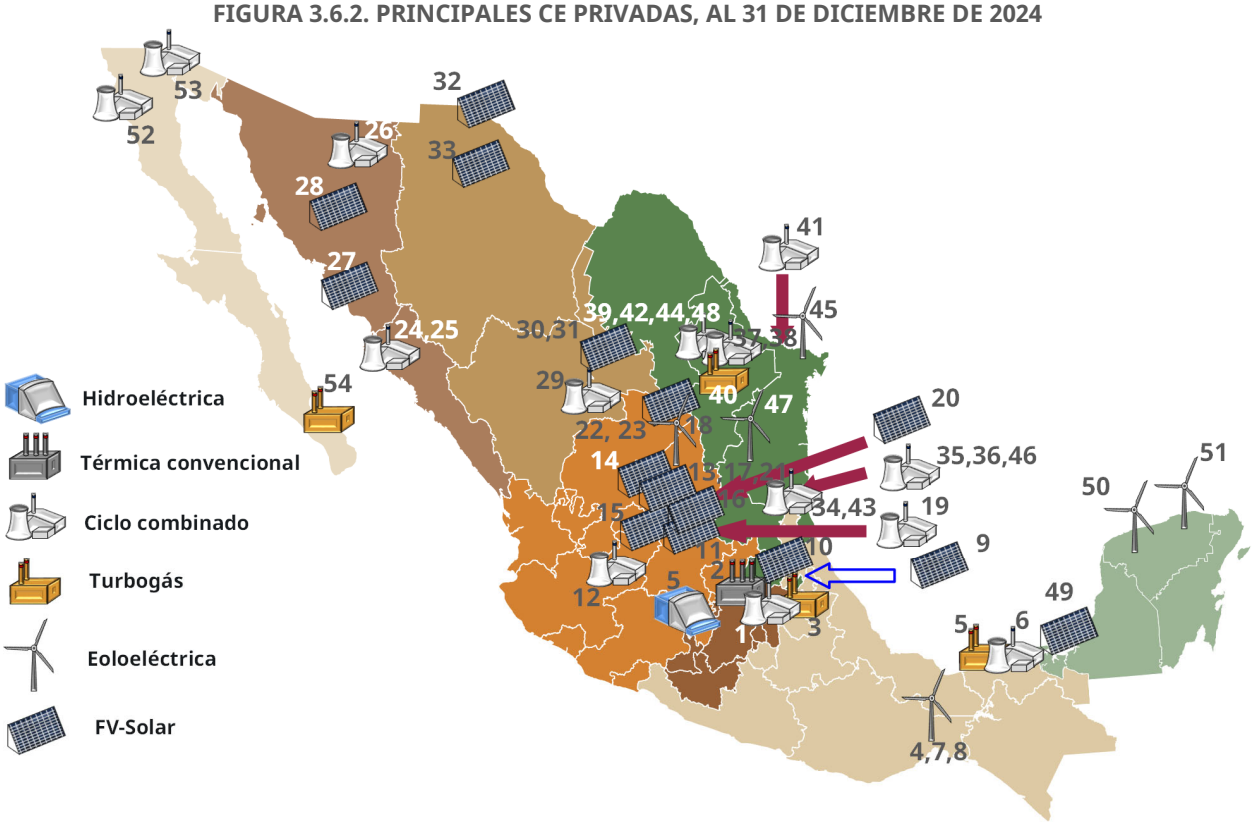
La Figura 3.6.1 muestra la ubicación de las CE en operación y en pruebas de los participantes del estado que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 3.4 para más información. En la Figura 3.6.2 muestra la ubicación de las primordiales CE del sector privado en operación y en pruebas. Para más detalles ir al Anexo 3.5.

FIGURA 3.6.1. PRINCIPALES CE DEL ESTADO, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024



FUENTE: CNE y CFE

FIGURA 3.6.2. PRINCIPALES CE PRIVADAS, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

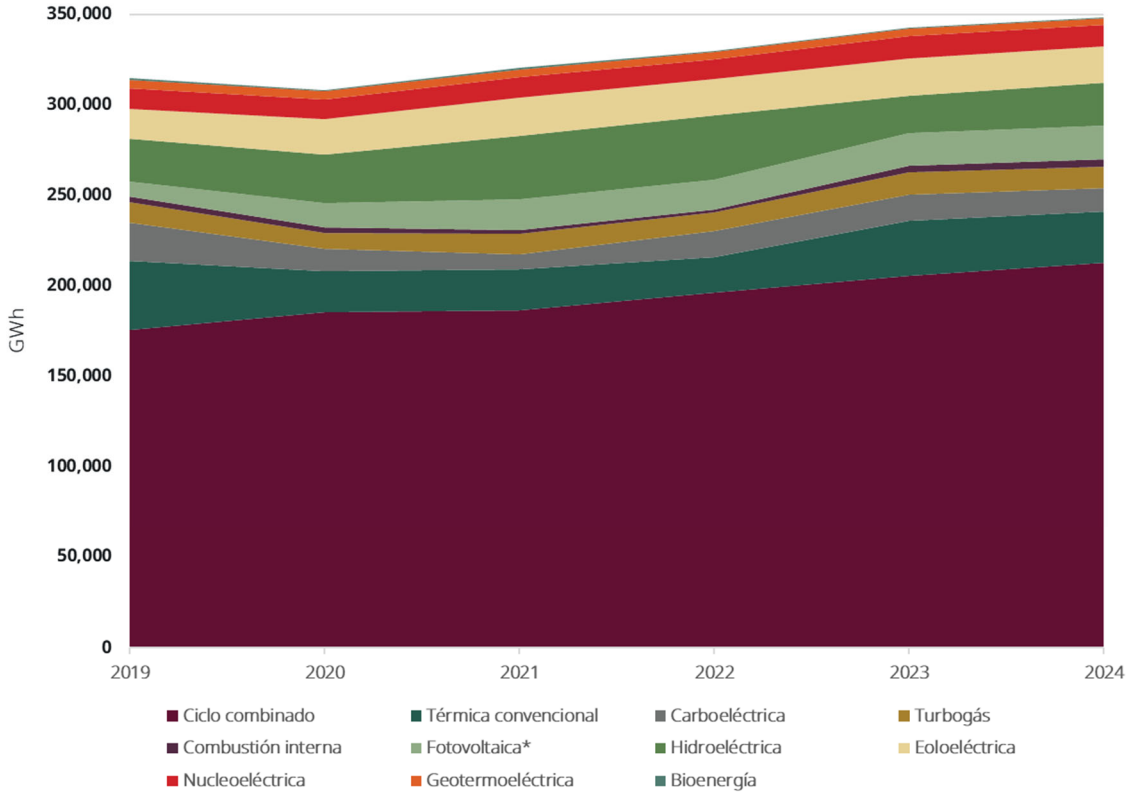


FUENTE: CNE, CFE y participantes del MEM.

3.7. Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

En la Figura 3.7.1, se muestra la evolución de la generación neta inyectada (GWh) por tipo de tecnología, teniendo una producción de energía total de 323,529 GWh para el 2021, 333,982 GWh para el 2022, 346,504 GWh para 2023 y 352,305 GWh para el 2024; siendo la tecnología de CC con mayor producción de energía eléctrica en el SEN. No se considera la GD y Autoabasto Local; esto debido a que el Autoabasto Local no utiliza la RNT o RGD, por tanto, no puede ser considerado como un participante dentro del MEM. Para más información ir al Anexo 3.6 y derivados en el documento.

FIGURA 3.7.1. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA 2019 – 2024 POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWH)



FUENTE: Liquidaciones del MEM. * Incluye la energía eléctrica de sistemas híbridos FV y SAE.

La Figura 3.7.2 presenta en el mapa de calor los estados que más participan en la generación neta inyectada en 2024, se observa que los estados de Veracruz y Tamaulipas son los que tienen una mayor producción de energía eléctrica en el SIN.

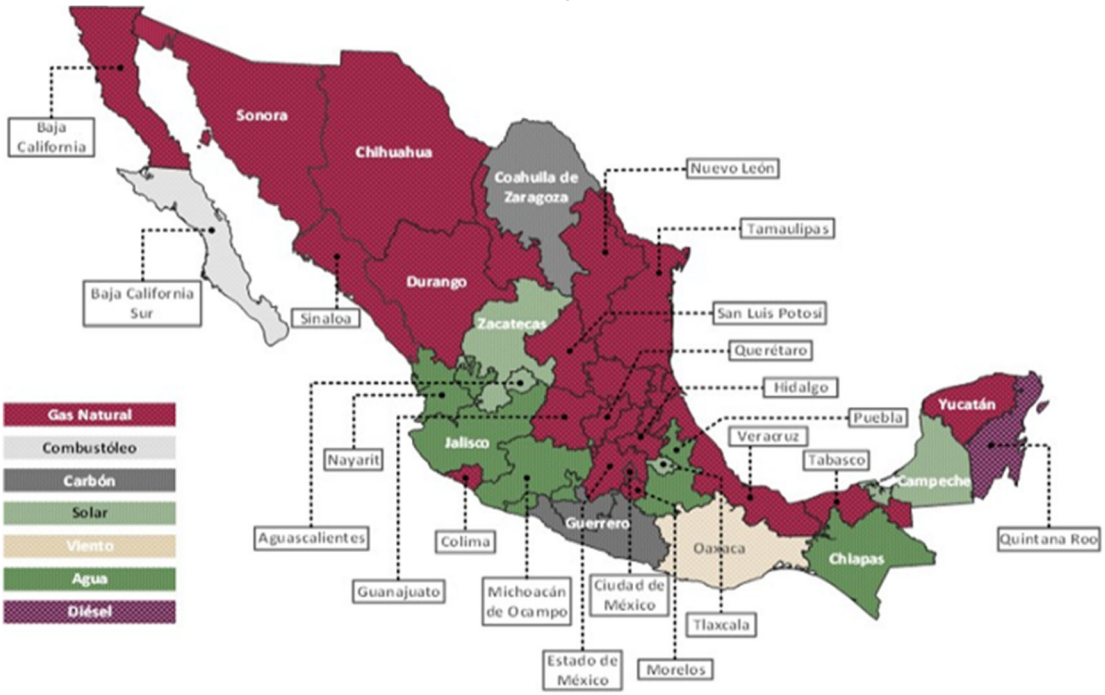
La Figura 3.7.3 presenta la participación por tipo de combustible primario en las entidades federativas del SEN. Se observa que la participación sigue siendo gas natural en la mayoría de los estados, pero ya hay en algunos como Aguascalientes, Campeche, Puebla y Zacatecas que ya predomina la Energía Limpia FV.

FIGURA 3.7.2. MAPA DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2024 (GWH)



FUENTE: Liquidaciones del MEM, CNE, CFE y Participantes del MEM.

FIGURA 3.7.3. MAPA DE LOS COMBUSTIBLES PRINCIPALES POR ENTIDAD FEDERATIVA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

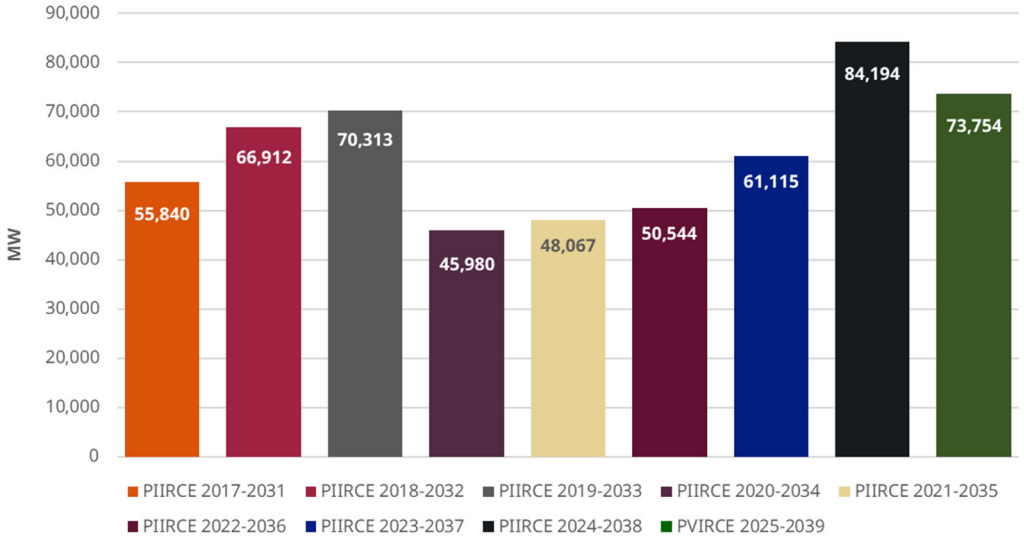


FUENTE: CNE, CFE y Participantes del MEM.

3.8. Plan de adición de capacidad de generación eléctrica al SEN

El PVIRCE 2025 — 2039 estima una adición neta de capacidad de generación de 73,754 MW, sin considerar la GD-FV. En la Figura 3.8.1, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas de los últimos nueve ejercicios de planeación: 2017 - 2031, 2018 - 2032, 2019 - 2033, 2020 - 2034, 2021 - 2035, 2022 - 2036, 2023 - 2037, 2024 - 2038 y PVIRCE 2025 - 2039.

FIGURA 3.8.1. ADICIONES DE CAPACIDAD EN LOS EJERCICIOS DE PIIRCE Y PVIRCE (MW)



FUENTE: Elaborado con información de los PIIRCEs y PVIRCE.

Las variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE y el PVIRCE, se deben principalmente a: la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo, escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), uso de hidrógeno verde en CCC, integración de generación nuclear, SAE, sustituciones, retiros y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico.

Si bien se menciona la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde como alternativa de generación con combustibles fósiles, su incorporación requiere sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico, de fuente primaria de energía FV y EO para el proceso de electrólisis (aproximadamente nueve kilogramos de agua para producir un kilogramo de hidrógeno en condiciones ideales). Se tiene una propuesta inicial para transportar el hidrógeno verde en forma de gas, adaptando parte de la infraestructura de gas natural, ya que construir gasoductos adicionales conlleva altos costos de capital, además del impacto ambiental asociado. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán podrían ser utilizados para este fin, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar a la que se presenta en Baja California Sur, donde existe abundancia de recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.

A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de hidrógeno verde, se analizó en este ejercicio la incorporación de 3,668 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno entre 2036-2038 en el SIN, y la incorporación de tecnología con hidrógeno como combustible primario en el Sistema Interconectado Baja California Sur.

Además, se estudió la adición de SAE con baterías para mejorar la confiabilidad en el SEN, para gestionar la energía eléctrica producida por las CE FV y EO actualmente sin baterías. De esta forma se puede reducir congestiones y sobrecargas en la RNT. En conjunto con el cambio en la tecnología de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming[8]), la operación de SAE con baterías garantizará la confiabilidad con una mayor integración de CE asíncronas en los Sistemas Eléctricos de Potencia, por lo que se considera una adición de 8,647 MW entre 2025 y 2039 (incluyendo un Rebombeo Hidroeléctrico). Para el ejercicio los SAE con baterías incorporados del PVIRCE 2025-2039 preliminarmente se consideran cuatro horas de almacenamiento, que posteriormente será definido con estudios a detalle. Así también se consideran 350 MW de adición de capacidad solar térmica de concentración con torre central en el SIBCS.

La planeación vinculante en el Sector Energético, como parte esencial, en el desarrollo de las áreas estratégicas para preservar la soberanía, la seguridad, la autosuficiencia y la justicia energética de la Nación, así como la prestación de servicios públicos para garantizar la continuidad, accesibilidad, seguridad y confiabilidad del SEN, en términos de las disposiciones aplicables; busca fomentar la diversificación de la matriz de generación eléctrica con la participación y fortalecimiento de las Empresas Públicas del Estado y del sector privado, a través de la adición de capacidad de diferentes tecnologías.

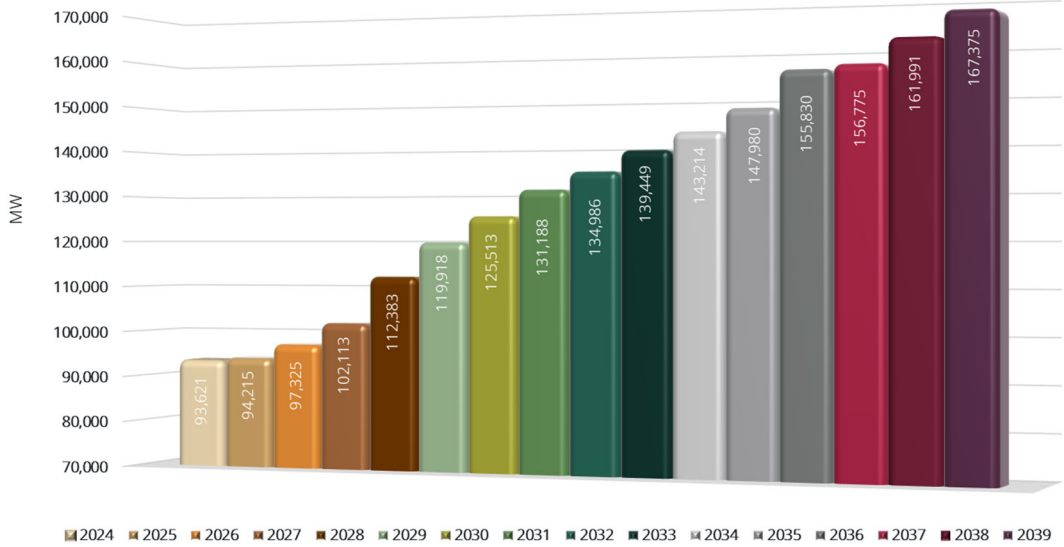
3.8.1. Evolución estimada de la capacidad acumulada 2025 – 2039

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de Capacidad Instalada al cierre de agosto de 2025 más la capacidad adicional del SEN para el horizonte 2025 a 2039, en total y por tecnología. Se toma como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y CE resultantes del proceso de optimización en consonancia con las metas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI. Se consideran proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronas con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el suministro eléctrico y garantizar la confiabilidad del SEN.

La Figura 3.8.2 presenta la evolución esperada de la capacidad total (incluye CE en pruebas; no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado, ni GD). En este periodo, la capacidad instalada acumulada tiene una TMCA de 4.2%; resaltando el crecimiento anual acelerado en 2028 y 2036, con un 10% y 5% más que la capacidad instalada acumulada del año anterior, respectivamente.

[8] Los inversores con funcionamiento Grid following se sincronizan con la Red Eléctrica y siguen su voltaje y frecuencia; requieren una red estable para funcionar y no pueden operar de manera autónoma. Mientras que los inversores Grid forming son capaces de crear y mantener su propio voltaje y frecuencia, con ello pueden operar de forma independiente, estabilizar la red y permitir el funcionamiento de microrredes.

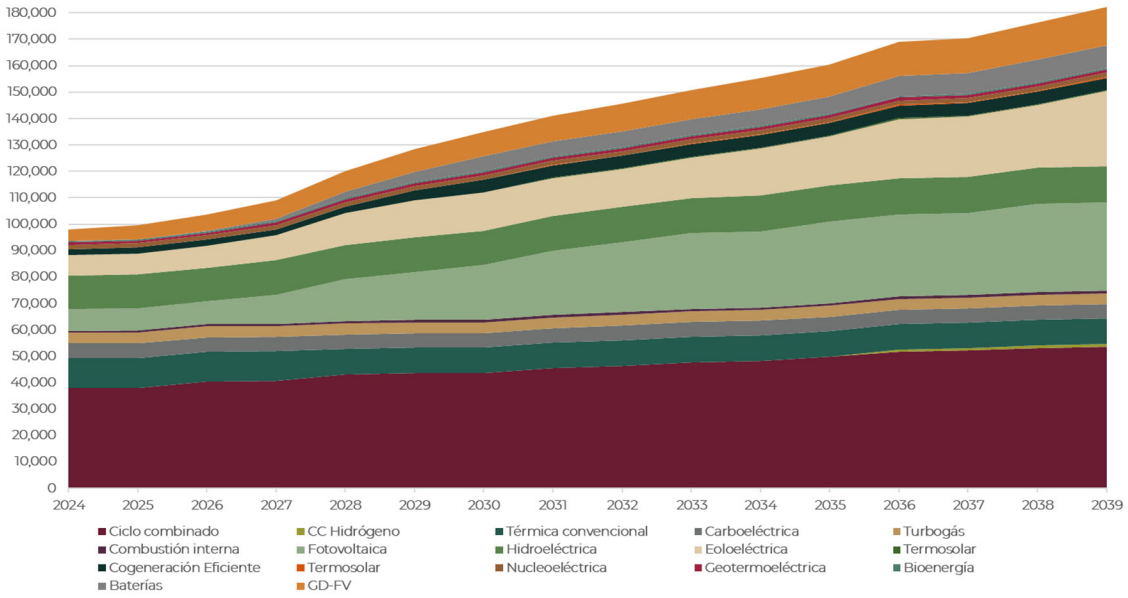
FIGURA 3.8.2. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2025 – 2039 (MW)



FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

Por su parte, la Figura 3.8.3 muestra la Capacidad Instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2024, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base en el PVIRCE 2025 — 2039.

FIGURA 3.8.3. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TECNOLOGÍA 2025 – 2039 (MW)



FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

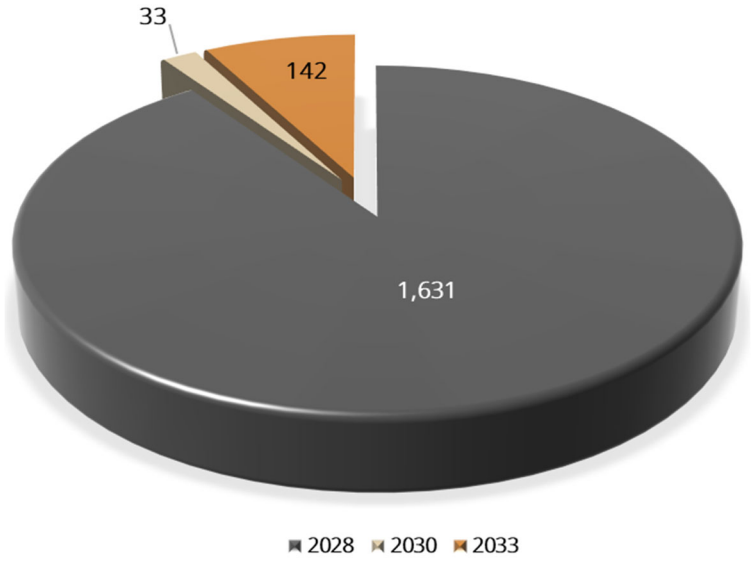
La participación de Energía Limpia (FV, HI, EO, Termosolar, COG_{ef}, NUC, GEO, BIO, y GD-FV) y SAE con Baterías en la Capacidad instalada total fue de 39.21% en 2024; para el año 2039, este valor se incrementará a 58.89%

Es importante mencionar que para el periodo 2024-2030, se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2025-2030; en el proceso de optimización de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LPTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN.

La estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2025 a 2039, contempla la sustitución de 1,631 MW de capacidad correspondientes a unidades de Termoeléctricas; 33 MW de TG y 142 MW de CI, así como la evaluación de 9,935 MW de capacidad térmica candidatas a retiro antes de 2039.

La Figura 3.8.4 muestra la capacidad instalada a la Red Eléctrica a modernizar con nuevas tecnologías con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2025 a 2039, donde 1,805 MW corresponden a unidades de CE Térmicas a sustituir.

FIGURA 3.8.4. CAPACIDAD INSTALADA A SUSTITUIR EN EL SEN (MW)



FUENTE: Con información del PVIRCE.

3.8.2. Evolución de la Capacidad instalada esperada al 2039

La Capacidad Instalada esperada al 2039 es de 181,806 MW, cifra que es el resultado de la suma de la Capacidad Instalada en operación y pruebas en 2024 más la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el período 2025 — 2039, y la capacidad esperada de GD al cierre de 2039. Donde las adiciones netas de capacidad es el resultado de las adiciones de capacidad menos las sustituciones de capacidad dentro del período analizado, para más información ver el Cuadro 3.8.1.

FIGURA 3.8.4. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA 2017 – 2024 (MW)

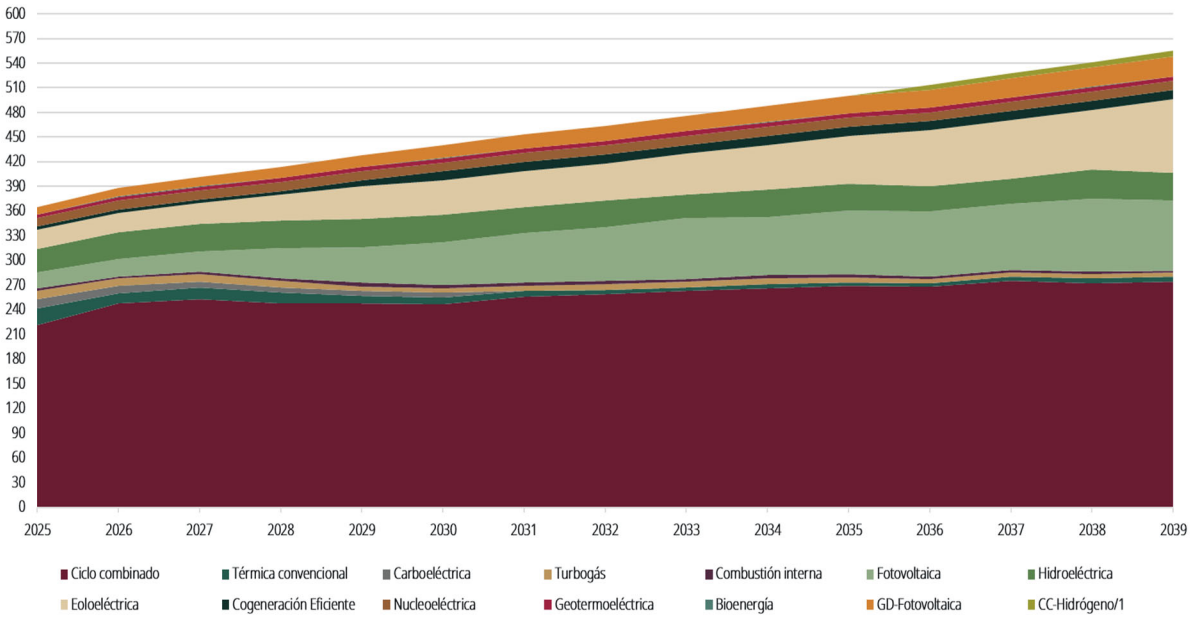
CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN + PRUEBAS 2024	ADICIONES NETA DE CAPACIDAD INSTALADA*			CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2039
		2025-2030	2031-2039	2025-2039	
1. Interconectada***(+)	93,621	33,555	42,004	75,559	169,180
2. Generación Distribuida (+)	4,423	4,788	5,220	10,008	14,432
3. Retiros, sustituciones y conversiones (-)	0	1,663	142	1,805	1,805
4. Capacidad instalada neta (1+2-3)**	**98,045**				**181,806**
Adiciones Netas*		**36,680**	**47,082**	**83,762**	

* Las Adiciones Netas de Capacidad Instalada equivalen a la capacidad interconectada adicionada más la capacidad de la generación distribuida adicionada menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.
** La Capacidad Instalada Neta equivale a la capacidad interconectada más la capacidad de la GD menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.
*** Incluye CE en fase de pruebas.
FUENTE: Elaboración con datos del PVIRCE y CFE.

3.9. Pronóstico de la Generación neta inyectada al SEN

Se espera que el proceso de diversificación en la matriz de generación eléctrica del país continúe durante los siguientes quince años. La Figura 3.9.1 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2025 a 2039 en el SEN. En la gráfica se puede observar la incorporación de hidrógeno verde en las CCC del SIN a partir de 2036, lo cual permitirá disminuir el consumo de gas natural, acelerando así la transición energética. Esta estimación incluye la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo se considera como autoconsumo local.

FIGURA 3.9.1. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2025 – 2039 (TWh)



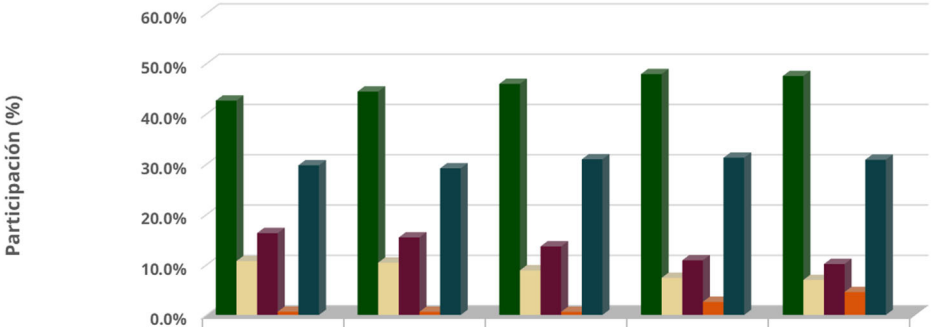
FUENTE: Con información del PVIRCE.

Como se puede observar en la Figura 3.9.1, la generación a partir de fuentes renovables (FV y EO) tienen el crecimiento más acelerado en el periodo de estudio. De manera contraria, la generación por las tecnologías: térmica convencional, carboeléctrica y combustión interna se minimiza para el 2039, dicha disminución se puede apreciar a partir de 2030.

3.9.1. Participación del Estado

Con base en la LSE, desde el proceso de planeación, el Estado debe mantener al menos el 54% de la energía inyectada a la red, garantizando el control público y la seguridad energética del país, en un año calendario. En la Figura 3.9.2 se muestra el porcentaje de participación de las Empresas Públicas del Estado (CFE, FONADIN y PEMEX) para el horizonte 2026 — 2030, en la cual se observa la prevalencia del Estado con una participación superior al 54%.

FIGURA 3.9.2. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA POR PARTICIAPNTE 2026 – 2030



	2026	2027	2028	2029	2030
CFE	42.6%	44.4%	45.9%	47.9%	47.5%
FONADIN	10.7%	10.4%	8.9%	7.4%	7.0%
PIE	16.3%	15.4%	13.6%	10.9%	10.1%
PEMEX	0.6%	0.6%	0.6%	2.6%	4.6%
PRIVADO	29.7%	29.1%	30.9%	31.3%	30.9%
% Participación Estado	54.0%	55.4%	55.4%	57.9%	59.0%

FUENTE: Con información del PVIRCE.

En la Figura 3.9.2 se puede observar que la participación de las Empresas Públicas del Estado se mantiene el 54% en la energía inyectada al SEN, para posteriormente al término del periodo, logré alcanzar un 59% estimado.

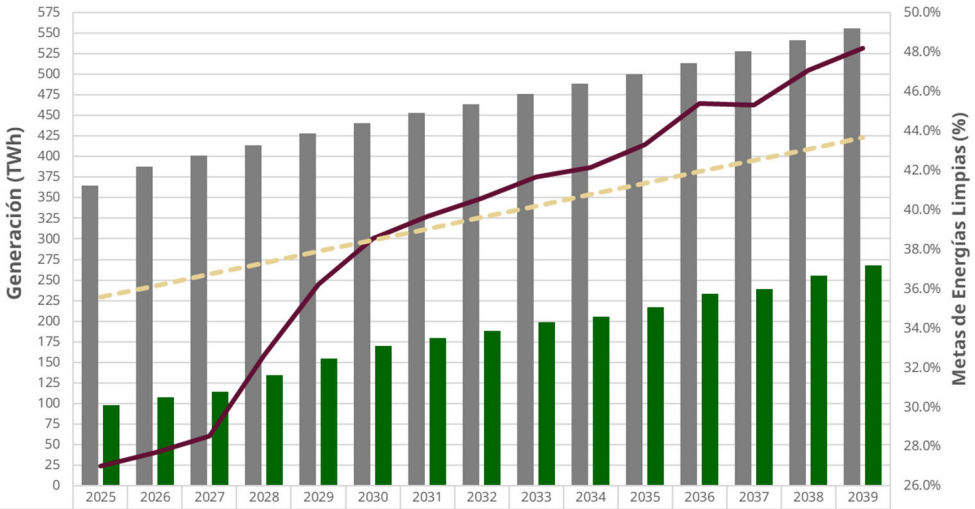
3.9.2. Participación de energías limpias

Con el objetivo de cumplir la Contribución Determinada a Nivel Nacional a la que México se comprometió en el marco del Acuerdo de París, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción:

a) La integración de energía limpia en la generación eléctrica;
b) La sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por gas natural en centrales de alta eficiencia, y
c) La reducción de las pérdidas técnicas de la red eléctrica; para reducir la emisión de GEI 35% en 2030, con respecto a su línea base.

La integración de energía limpia se puede observar en la Figura 3.9.3 la cual muestra la evolución de la participación de la generación limpia en TWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que en 2030 la generación limpia esperada es superior a la meta del 35%, alcanzando un valor aproximado de 38%.

FIGURA 3.9.3. EVOLUCIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS Y METAS 2025 – 2039



	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Energía Producida (TWh)	364	388	401	414	428	440	453	463	476	488	500	513	528	541	555
Energía Limpia (TWh)	98	108	114	135	155	170	180	188	198	206	217	233	239	255	268
Energía Limpia (%)	27.0%	27.7%	28.5%	32.6%	36.2%	38.5%	39.7%	40.6%	41.6%	42.1%	43.3%	45.4%	45.3%	47.1%	48.2%
Metas (%)	35.6%	36.2%	36.7%	37.3%	37.9%	38.5%	39.0%	39.6%	40.2%	40.8%	41.3%	41.9%	42.5%	43.1%	43.7%

FUENTE: Con información del PVIRCE.

Para el final del periodo de estudio, se considera que cerca del 48% de la generación sea Energía Limpia, evitando así aproximadamente la mitad de las emisiones de GEI del sector eléctrico.

3.10. PVIRCE

3.10.1. Requerimientos de la capacidad adicional correspondiente al PVIRCE

El PVIRCE 2025 — 2039, presenta los requerimientos de adición y retiro por Gerencia de Control Regional, tecnología y año de entrada en operación o retiro. A continuación, en los Cuadros 3.10.1 a 3.10.8 se presenta la capacidad a adicionar o sustituir por GCR del SEN y los Sistemas Interconectados BC, BCS y MUL.

Se identifica un requerimiento de 75,559 MW de capacidad adicional en el SEN y 1,805 MW de sustituciones de capacidad.

La GCR Noreste concentra cerca del 30% de la capacidad adicional; seguida de la GCR Oriental y GCR Occidental, con 19% y 17%, respectivamente. De manera similar, las tecnologías limpias (SAE, BIO, EO, FV, GEO, HI, Hidrógeno (HIG), Termosolar (CSP) y COG EF) adicionarán la mayoría de la capacidad (~79%), como se detalla en los Cuadro 3.10.1 al Cuadro 3.10.8.

CUADRO 3.101. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR CENTRAL PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición			12	124		924					47			188	
Ciclo Combinado	Adición			113	879											
Cogeneración Eficiente	Adición						794									
Combustión Interna	Adición	10														
Fotovoltaica	Adición			39	414		80		250						226	
Hidroeléctrica	Adición							3							150	
Termoeléctrica	Sustitución				884											

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.2. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR ORIENTAL PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición			131	263	524	231	18	32		66				198	
Ciclo Combinado	Adición		1,211									1,048				
Cogeneración Eficiente	Adición					1,628										
Ciclo Combinado (H_2)	Adición												1,573	515		
Combustión Interna	Adición		1													
Eólica	Adición			235	635	720				327						
Fotovoltaica	Adición			200	1,070	1,025	769		718							
Geotérmica	Adición							50								
Hidroeléctrica	Adición	24	116	274				69			455					

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.3. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR OCCIDENTAL PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición		37	155	290	289	344		222		9					
Ciclo Combinado	Adición				478	500										
Combustión Interna	Adición	3		5												
Eólica	Adición			200	294	165										
Fotovoltaica	Adición		127	746	961	799	1,145	1,398	1,412	1,344					1,956	
Geotérmica	Adición				56											
Hidroeléctrica	Adición		3					8								
Turbogás	Adición		28													

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.4. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR NOROESTE PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición				120	90	90			61	74	31			372	11
Ciclo Combinado	Adición				569											
Fotovoltaica	Adición	99			400	300	300									
Hidroeléctrica	Adición	36	10					58								
Termoeléctrica	Sustitución				290											

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.5. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR NORTE PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición			32		9	101				37					20
Ciclo Combinado	Adición		350					1,375	960	1,323						
Eólica	Adición					50										
Fotovoltaica	Adición	32		105	330	30	336					2,268				
Hidroeléctrica	Adición							16								

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.6. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR NORESTE PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición		35	347	316	240	84				93		1,170		22	
Ciclo Combinado	Adición				565						526	518			520	531
Ciclo Combinado (H_2)	Adición												518		539	
Bioenergía	Adición			74												
Combustión Interna	Adición	19														
Eólica	Adición	198	416	591	944	800	280				1,981	434	3,900			4,121
Fotovoltaica	Adición			1,038	210			320		925		1				
Hidroeléctrica	Adición							32								
Termoeléctrica	Sustitución				456											

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.7. ADICIÓN DE CAPACIDAD SIBC, SIBCS Y SIMUL PVIRCE 2025 – 2039

TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición		2	90	104	41			9				166			24
Ciclo Combinado	Adición		770					549								
Combustión Interna	Adición				240											
Termosolar	Adición						150			200						
Eólica	Adición				60				195	387	501	417		431	629	393
Fotovoltaica	Adición		6	300	280	120		1,754								
Geotérmica	Adición							25								
Hidrógeno	Adición					13										
Turbogás	Adición	173														
Combustión Interna	Sustitución									142						
Turbogás	Sustitución						33									

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

CUADRO 3.10.8. ADICIÓN DE CAPACIDAD GCR PENINSULAR PVIRCE 2025 – 2039

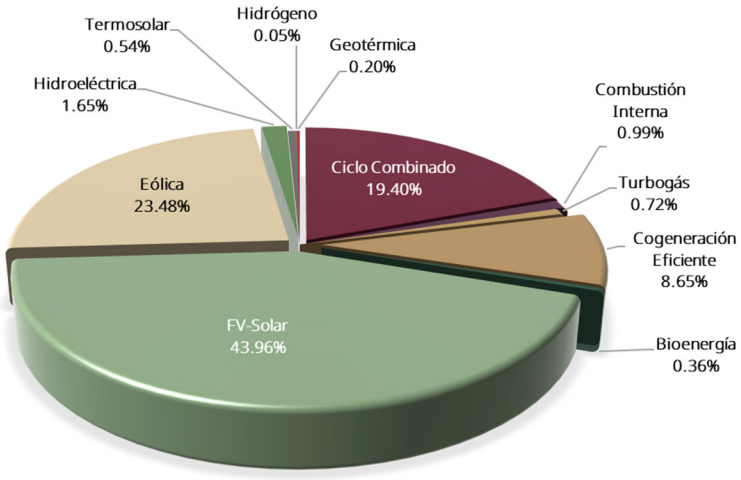
TECNOLOGÍA	Adiciones o Sustituciones	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Baterías	Adición				484	44				38	23				166	
Ciclo Combinado (H_2)	Adición												523			
Bioenergía	Adición			27												
Eólica	Adición			76	764	148										285
Fotovoltaica	Adición				1,050										250	

Fuente: Elaboración con información del PVIRCE.

En el periodo 2025-2030, en el PVIRCE se prevé la instalación de un total de 28,004 MW de capacidad de generación eléctrica, de los cuales: el Estado aportará 17,009 MW (2,963 MW como parte del plan de fortalecimiento de la CFE de la administración pasada que entrarán en operación entre 2025 y 2027, y 14,046 MW de la administración actual). Adicionalmente, por Particulares se incorporarán en este periodo 3,590 MW

de CE en desarrollo y 7,405 MW de requerimientos de capacidad que pueden ser desarrollados por estos, ver Figura 3.10.1.

FIGURA 3.10.1. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2025 – 2030

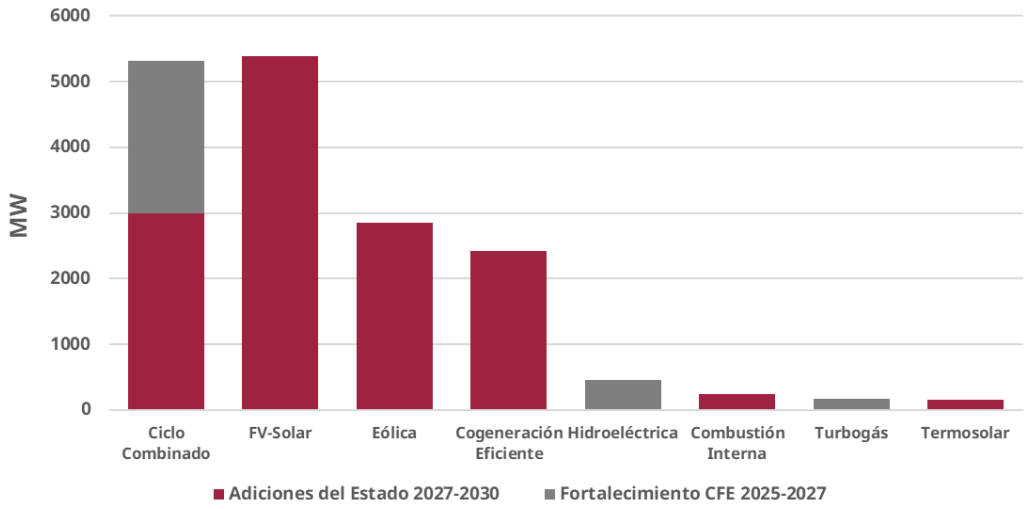


FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

3.10.2. Adiciones de capacidad del Estado.

De 2025 a 2030 se espera adicionar un total de 17,009 MW de capacidad neta de generación por medio de proyectos del Estado, lo cual puede observarse en la Figura 3.10.2 por tipo de tecnología. La SENER mediante la planeación vinculante determinó los requerimientos del sector eléctrico a mediano y largo plazos, que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y fortalecer a las Empresas Públicas del Estado del Sector Energético, como se establece en el PND 2025 – 2030, el artículo 10, fracción XIII y 12, de la LSE, así como artículo 33, fracciones V y XXIX de la LOAPF.

FIGURA 3.10.2. ADICIONES DE CAPACIDAD NETA DE PROYECTOS DEL ESTADO 2025 – 2030



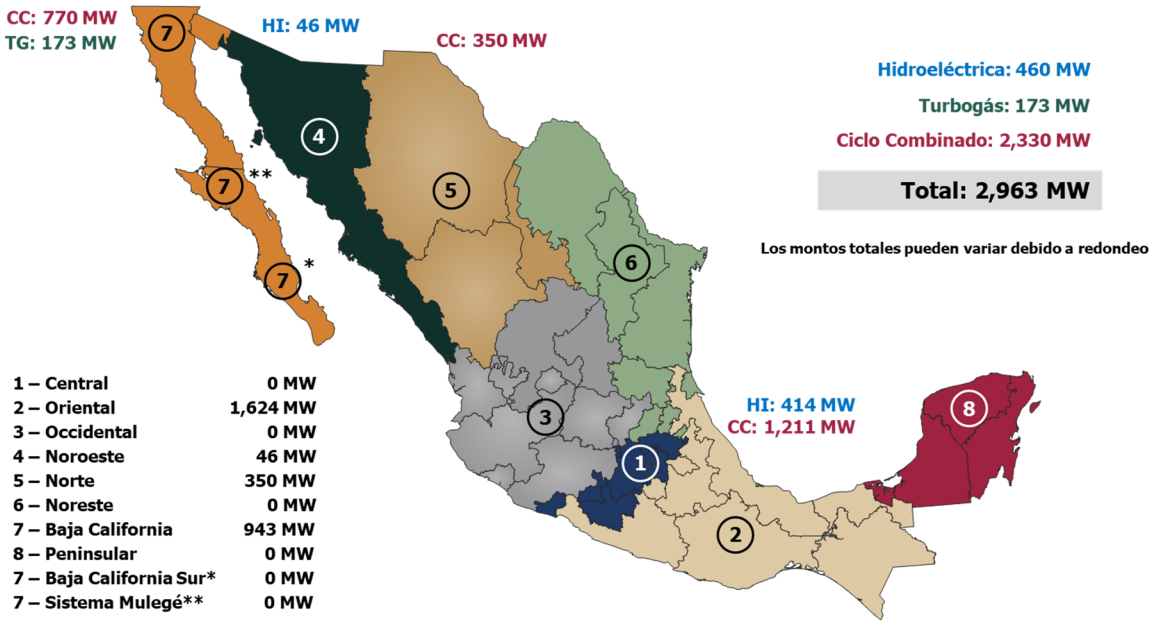
FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como para continuar con la integración de CE con energías limpias renovables intermitentes, es imperativo la puesta en operación de nuevas CE para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las CE variables e intermitentes sin energía cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al nivel de corto circuito. Estos proyectos se establecen en el PVIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios basados en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados.

La tecnología de las CE de CC, TG y de CI brindan una mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de CE con fuentes de Energías Limpias en operación. Lo anterior debido a que estas últimas fueron diseñadas para operar en carga base y su capacidad de regulación primaria para cubrir la variabilidad, incertidumbre de la demanda y salida fortuita de la contingencia sencilla más severa para un desbalance carga-generación.

Por lo antes mencionado y como parte del fortalecimiento de la CFE durante la administración del Gobierno Federal en el periodo 2018-2024 se impulsaron proyectos de fortalecimiento correspondientes a modernización, rehabilitación y construcción de nuevas centrales. El PVIRCE considera la adición de 2,963 MW para el horizonte 2025-2027, de los cuales 2,330 MW corresponden a tecnología de CC, 173 MW de TG y 460 MW de HI. En la Figura 3.10.3 se muestra la distribución de estos proyectos por tecnología y GCR.

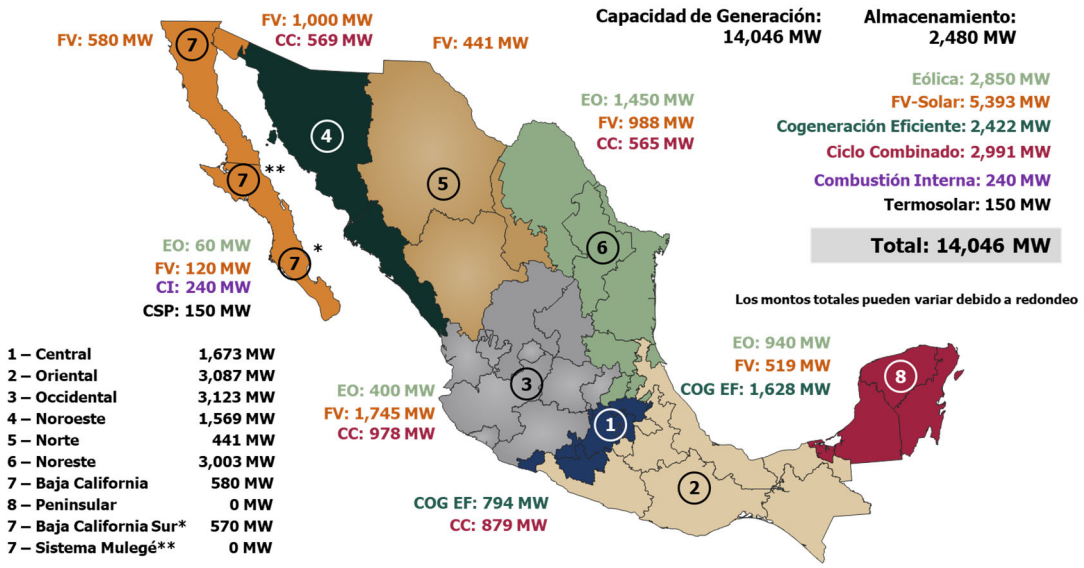
FIGURA 3.10.3. ADICIONES DE CAPACIDAD DE PROYECTOS DE FORTALECIMIENTO DE LA CFE 2025 – 2027



FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

Además, en la presente administración del Gobierno Federal el PVIRCE considera la adición de 14,046 MW para el horizonte 2027-2030 por parte del Estado, con una participación del 77% de energías limpias, de las cuales el 60% corresponde a renovables, en la Figura 3.10.4 se muestra la distribución de estos proyectos por tecnología y GCR.

FIGURA 3.10.4. ADICIONES DE CAPACIDAD DE PROYECTOS DEL ESTADO 2027 – 2030

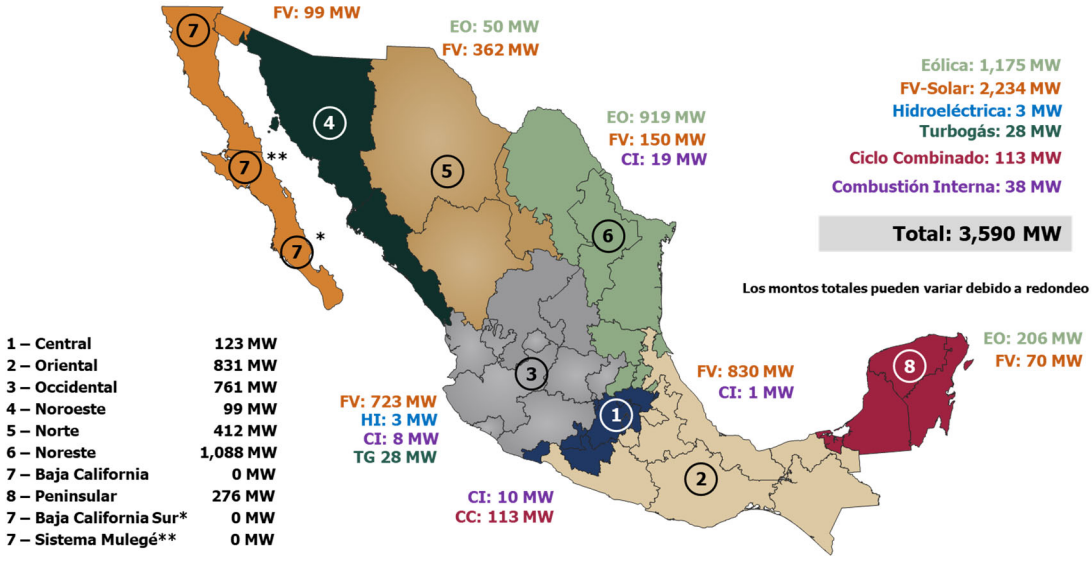


FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

3.10.3. Adiciones de capacidad por Particulares

De 2025 a 2030 se espera adicionar 3,590 MW de capacidad de generación que cuentan con contrato de interconexión como se observa en la Figura 3.10.5.

FIGURA 3.10.5. ADICIONES DE CAPACIDAD DE PROYECTOS CON PRELACIÓN 2025 – 2030

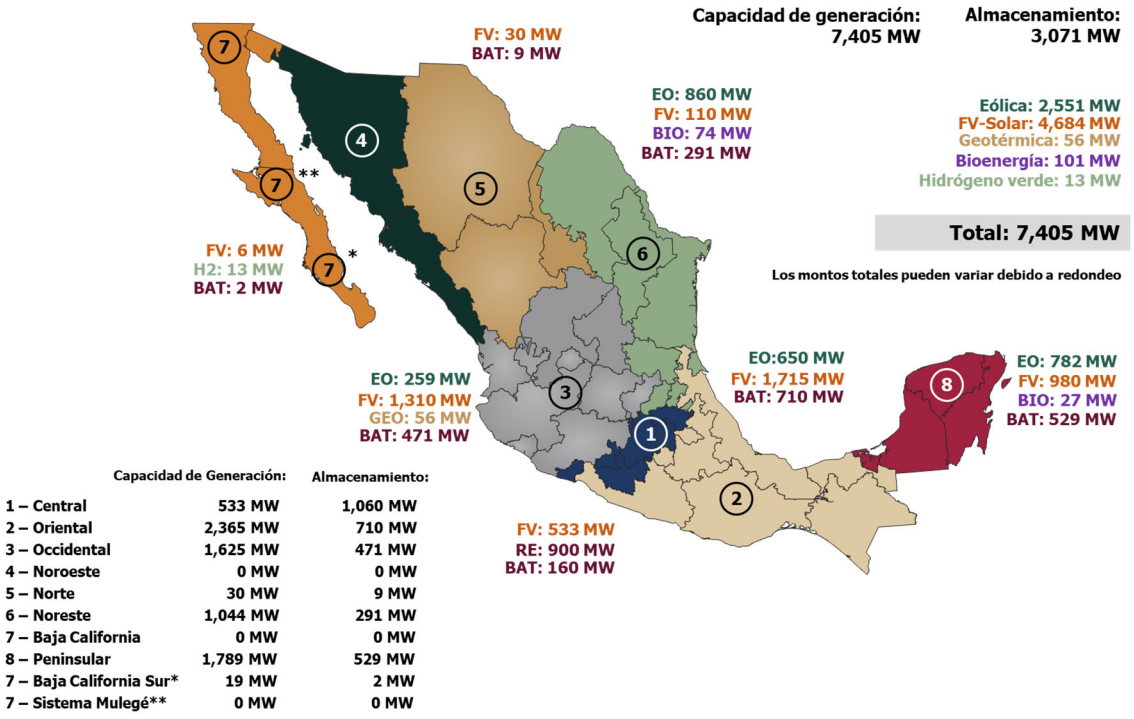


FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

La SENER determinó también 7,405 MW de adiciones de capacidad con base a la Planeación Vinculante, que pueden ser desarrollados por particulares durante el periodo 2026 a 2030, con la participación de fuentes de generación renovables como se observa en la Figura 3.10.6. De los cuales 1,638 MW de capacidad de generación, y 900 MW de rebombeo hidráulico (RE), corresponden a proyectos estratégicos para cumplir con la política energética nacional, definidos por la SENER.

Adicionalmente, a dicha capacidad el CENACE y CNE, podrán atender y priorizar las solicitudes de otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica, así como la elaboración de estudios de interconexión para la figura de autoconsumo y la modalidad de cogeneración que pretendan desarrollar los particulares y que se encuentren alineados con los criterios de planeación vinculante. Asimismo, los trámites relacionados con el proceso de conexión de Centros de Carga podrán ser priorizados tomando en cuenta la política nacional atendiendo el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás disposiciones jurídicas aplicables.

FIGURA 3.10.6. ADICIONES DE CAPACIDAD PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS POR PARTICULARES 2026 – 2030



	Capacidad de Generación:	Almacenamiento:
1 – Central	533 MW	1,060 MW
2 – Oriental	2,365 MW	710 MW
3 – Occidental	1,625 MW	471 MW
4 – Noroeste	0 MW	0 MW
5 – Norte	30 MW	9 MW
6 – Noreste	1,044 MW	291 MW
7 – Baja California	0 MW	0 MW
8 – Peninsular	1,789 MW	529 MW
7 – Baja California Sur*	19 MW	2 MW
7 – Sistema Mulegé**	0 MW	0 MW

FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

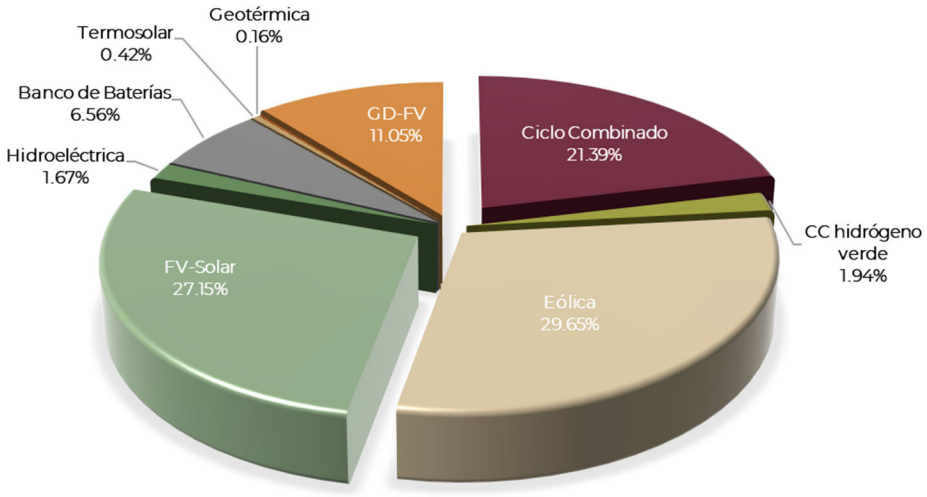
En el Anexo 3.7, se muestra los requerimientos de capacidad del SEN que puede ser desarrollados por particulares, detallados por GCR, Región de Transmisión, SE de interconexión, nivel de tensión, tecnología, y año de entrada en operación. Los requerimientos pueden ser cubiertos por uno o más proyectos.

3.10.4. Adiciones de capacidad 2031 – 2039

Del periodo 2031 a 2039 el PVIRCE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 42,004 MW; si le agregamos los 5,220 MW esperados de adición de GD-FV para dicho periodo, la Capacidad Instalada adicional asciende a 47,224 MW. Si además se descuenta, de la capacidad anterior la capacidad de sustitución, la capacidad adicionada neta alcanzará los 47,082 MW.

La Figura 3.10.7 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2031– 2039, donde el 78.6% corresponde a Energías Limpias y SAE con baterías asociadas a estas. En este ejercicio del PVIRCE 2025 – 2039 se considera la incorporación de SAE con baterías (3,096 MW de 2031 – 2039) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el SAE que está vinculado a futuras CE para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.

FIGURA 3.10.7. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2031 – 2039



FUENTE: Elaborado con información del PVIRCE.

Se proyecta que las Centrales CC disminuyan progresivamente el uso de gas natural, mediante el aumento gradual en el uso de hidrógeno, que se plantea incorporar a partir del año 2036, implementando una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno, con lo que se disminuirán las emisiones de este tipo de centrales.

3.11. Evolución de emisiones de CO_2e

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos antes las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (INDC, por sus siglas en ingles). La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos; México los asumió sin evaluar la viabilidad técnica y económica.

El Acuerdo de París, reconoce a las "Partes" sus necesidades específicas, circunstancias especiales y capacidades respectivas para la mitigación de los GEI, así como los tiempos que tardarán en lograr los compromisos. México, como todos los signatarios del Acuerdo de París, debe actualizar su Contribución Determinada a nival Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en 2025 como parte del tercer ciclo de revisión global (por lo que será la edición 3.0), y debe acreditar un incremento en su ambición climática conforme al principio de progresión y con base en la evidencia científica.

De acuerdo con la LGCC, lograr este cumplimiento se conseguirá a través del compromiso de los diferentes sectores participantes, se señalan las metas siguientes: transporte -18%; generación eléctrica -31%; residencial y comercial -18%; petróleo y gas -14%; industria -5%; agricultura y ganadería -8% y residuos -28%.

En 2022 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales a través del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático publicó la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en concordancia con la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y el Artículo 4 del Acuerdo de París, y de conformidad con las decisiones 1/CP.21 y 4/CMA.1 y su Anexo. Donde, establece un aumento de ambición con nuevos compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero y refrenda sus compromisos de adaptación al cambio climático.

Nuestra Contribución Determinada a Nivel Nacional en materia de mitigación con un mayor nivel de ambición establece las siguientes metas:

- México aumenta su meta de reducción de gases de efecto invernadero de 22% a 35% en 2030, con respecto a su línea base, con recursos nacionales que aportarán al menos un 30% y 5% con cooperación y financiamiento internacional previsto para Energías Limpias.
- De forma condicionada, México puede aumentar su meta al 2030 hasta 40%, con respecto a su línea base en 2030, si se escala el financiamiento internacional, la innovación y transferencia tecnológica, y si otros países, principalmente los mayores emisores, realizan esfuerzos conmensurados a los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París.
- Finalmente, se ratifica la meta de reducción de las emisiones de carbono negro de 51% de forma no condicionada en 2030, y 70% de forma condicionada.

En particular, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción: a) la integración de energía limpia en la generación eléctrica; b) la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por gas natural en centrales de alta eficiencia, y c) la reducción de las pérdidas técnicas de la Red Eléctrica.

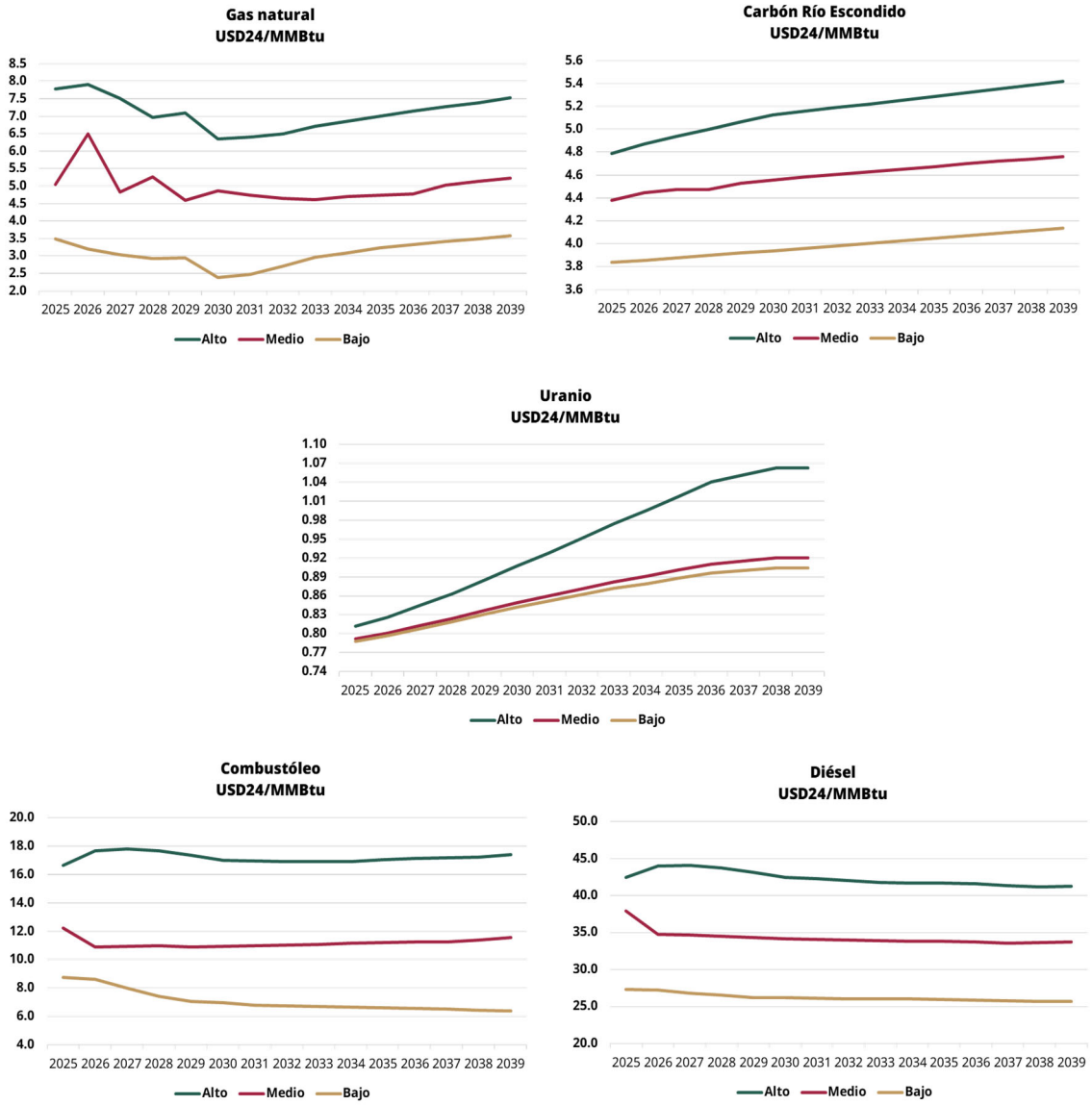
El factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional para el cálculo de las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por consuno de electricidad correspondiente al año 2024, es de 0.444 tCO_2e/MWh. Dicho factor se deberá emplear para fines del reporte al Registro Nacional de Emisiones, conforme a lo publicado en: https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene.

3.12. Evolución de precios de combustibles

Tomando como referencia el análisis realizado en el PVIRCE, se utilizó el pronóstico de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto,

planeación y bajo. La Figura 3.12.1 presenta las trayectorias de precios promedio de combustibles. Ir al Anexo 3.8 del documento para más información.

FIGURA 3.12.1. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO 2025 – 2039



FUENTE: Información de la CFE y CENACE.

En el Cuadro 3.12.1, se presenta la evolución estimada de los precios de combustibles nivelados para el periodo 2025 – 2039, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN. La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PVIRCE y las evaluaciones económicas de las propuestas de proyectos de infraestructura del PAMRNT elaborado en el CENACE.

CUADRO 3.12.1. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2025 – 2039

COMBUSTIBLE (USD/GJ)	2021 - 2035	2022 - 2036	2023 - 2037	2024 - 2038	2025 - 2039
Combustóleo	6.20	8.40	10.50	10.30	11.90
Diésel	22.30	23.30	29.70	30.60	36.50
Carbón	3.80	3.70	5.00	5.20	6.10
Gas Natural	3.40	3.30	4.40	4.80	5.30
Uranio	0.80	0.80	0.80	0.90	0.90

FUENTE: Con información de la CFE.

3.13. Plan de adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)

Este ejercicio de Planeación contempla la adición de SAE con baterías en el SEN para dos horizontes; el primero correspondiente a 2025 — 2030 con la adición de proyectos de la CFE y Privados, y para el horizonte 2031 — 2039 la adición de proyectos resultantes del proceso de optimización. Estos proyectos consideran SAE para las centrales de tecnologías intermitentes. Asimismo, los proyectos que se desarrollen bajo la figura de Autoconsumo interconectado deberán tener respaldo propio mediante SAE o pagarlo a la EPE.

Para el horizonte 2025 — 2030 se considera la adición de SAE con baterías de 5,551 MW, de los cuales 2,480 MW corresponden a la CFE y 3,071 MW de Privados (incluye proyecto de rebombeo hidroeléctrico en la GCR Central).

El Cuadro 3.13.1 muestra la distribución por GCR y por año. Como se puede observar, la GCR Oriental concentraría la mayor capacidad, con 1,147 MW; seguida de la GCR Occidental, Noreste y Central, con 1,114 MW, 1,022MW y 1,060 MW, respectivamente.

CUADRO 3.13.1. ADICIÓN DE SAE 2025 – 2030

REGIÓN DE TRANSMISIÓN	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
01-CENTRAL			12	124		924	1,060
02-ORIENTAL			131	263	524	231	1,147
03-OCCIDENTAL		37	155	290	289	344	1,114
04-NOROESTE				120	90	90	300
05-NORTE			32		9	101	141
06-NORESTE		35	347	316	240	84	1,022
07-BAJA CALIFORNIA			90	84			174
07-BAJA CALIFORNIA SUR		2		20	41		63
08-PENINSULAR				484	44		529

FUENTE: Con información del PVIRCE

Para el horizonte 2031 — 2039 se considera la adición de SAE con baterías no asociadas de 3,096 MW en la RNT resultantes del proceso de optimización. El Cuadro 3.13.2 muestra la distribución por GCR y por año. Sin embargo, es importante destacar que la adición en este horizonte (2031 — 2039) de 26,822 MW de generación renovable intermitente (EO y FV), en promedio, tienen asociado el 30% de capacidad de SAE con baterías. Se destaca que la GCR Noreste concentrará 41% (1,085 MW) de la capacidad adicionada en este periodo.

CUADRO 3.13.2. ADICIÓN DE SAE 2031 – 2039

REGIÓN DE TRANSMISIÓN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	TOTAL
01-CENTRAL					47			188		235
02-ORIENTAL	18	32		66				198		314
03-OCCIDENTAL		222		9						231
04-NOROESTE			61	74	31			372	11	549
05-NORTE				37					20	56
06-NORESTE				93		1,170		22		1,285
07-BAJA CALIFORNIA		9				166			24	198
08-PENINSULAR			38	23				166		227

FUENTE: Con información del PVIRCE

Adicionalmente a las necesidades descritas en los Cuadro 3.13.1 y 3.13.2, se agregarán aquellos SAE que puedan ser instalados por proyectos que desarrollen los particulares bajo la figura del Autoconsumo. Tal como lo establece la Ley del Sector Eléctrico (LSE), la inclusión de un SAE es una de las condiciones para que los proyectos que utilicen generadoras intermitentes y deseen inyectar excedentes al SEN deberán contar con respaldo propio a través de un SAE o en su caso pagar por dicho respaldo a la EPE.

3.14. Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva

Para asegurar la confiabilidad del SEN, es fundamental contar con una capacidad de respaldo que garantice el suministro incluso en condiciones de alta demanda o fallas imprevistas. Lo anterior, se mide a través de dos métricas clave: la Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RP-MR), la cual consiste en la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW), y el consumo de energía eléctrica (GWh); por su parte, el Margen de Reserva (MR) es el indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante un periodo de análisis.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de Planeación eficiente dictado en el ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente que ocurre normalmente en el mes de junio, entre las 16 y 17 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto, entre las 17 y 18 horas, hora local, en cada Sistema Interconectado.

Las tecnologías de Energía Limpia tendrán una participación importante en el MR de la demanda máxima vespertina, particularmente la FV. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que, para el MR en la demanda máxima de la noche, se requerirán SAE con baterías.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$MR\ (\%) = 100\ (CD - DM) / DM$$

Donde:

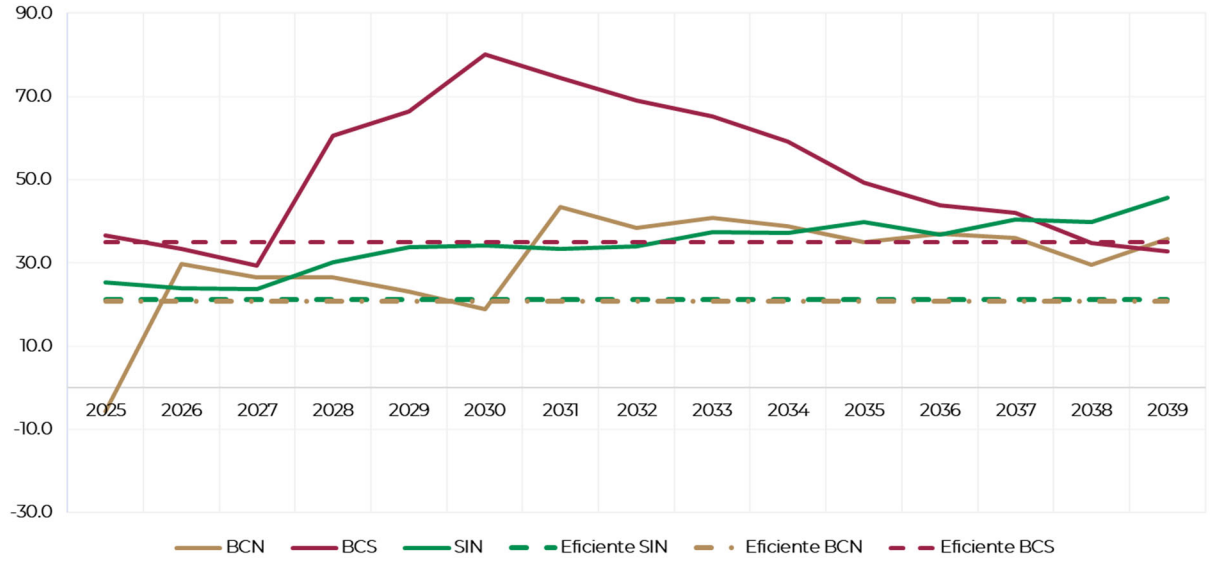
- CD es la capacidad neta disponible expresada en MW.

- DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como, la salida de operación de una central, la desconexión de un centro de carga, falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un MR operativo de (6% SIN y 11% otros).

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en los Sistemas se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas. La Figura 3.14.1 presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN, mientras que la Figura 3.14.2 muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna[9]. Ir al Anexo 3.9 del documento.

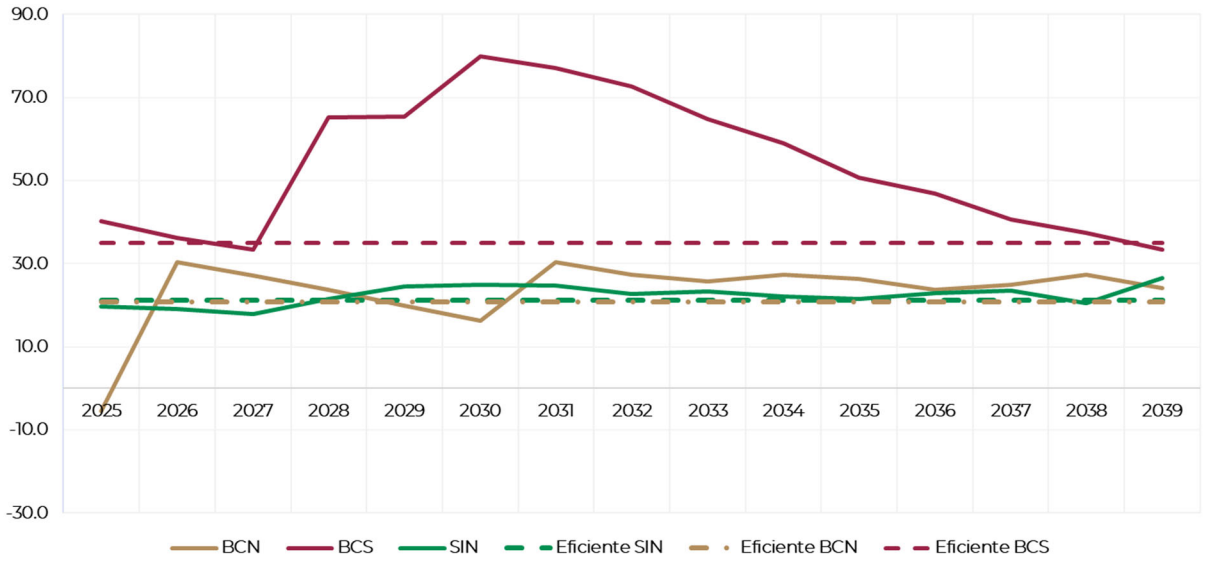
FIGURA 3.14.1. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA 2025 – 2039 (%)



FUENTE: Información de la SENER.

[9] El MR en BCN no considera la capacidad de exportación e importación en el enlace de interconexión BCN-CAISO, por tanto, puede incrementarse de acuerdo con las necesidades del SIBCN.

FIGURA 3.14.2. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA 2025 – 2039 (%)



FUENTE: Información de la SENER.

3.15. Escenarios de Sensibilidad a incremento en los precios de combustibles

Es importante evaluar cómo debería evolucionar el sistema ante el supuesto de que variables relevantes tengan un comportamiento diferente del observado para el escenario base de planeación. En este caso de sensibilidad, son considerados costos más altos de combustibles, lo que tiende a disminuir la competitividad de CE termoeléctricas frente a otras, y a aumentar los costos de operación del Sistema Eléctrico.

En la Cuadro 3.15.1 se muestran los precios de combustible nivelados para el periodo 2025-2039, tanto para el escenario base y el caso de sensibilidad (alto). Se observa que los mayores incrementos porcentuales están en el gas natural, combustóleo y diésel, que tendrán impactos en la operación y expansión del SEN.

CUADRO 3.15.1. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES 2025 – 2039, ESCENARIO DE SENSIBILIDAD

Combustible	Base (USD/MMBtu)	Alto (USD/MMBtu)	Variación (USD/MMBtu)	Incremento (%)
Combustóleo	11.27	17.24	5.97	53%
Diésel	34.62	42.62	8.00	23%
Carbón	5.74	6.80	1.06	18%
Gas Natural	5.04	7.15	2.11	42%
Uranio	0.85	0.91	0.07	8%

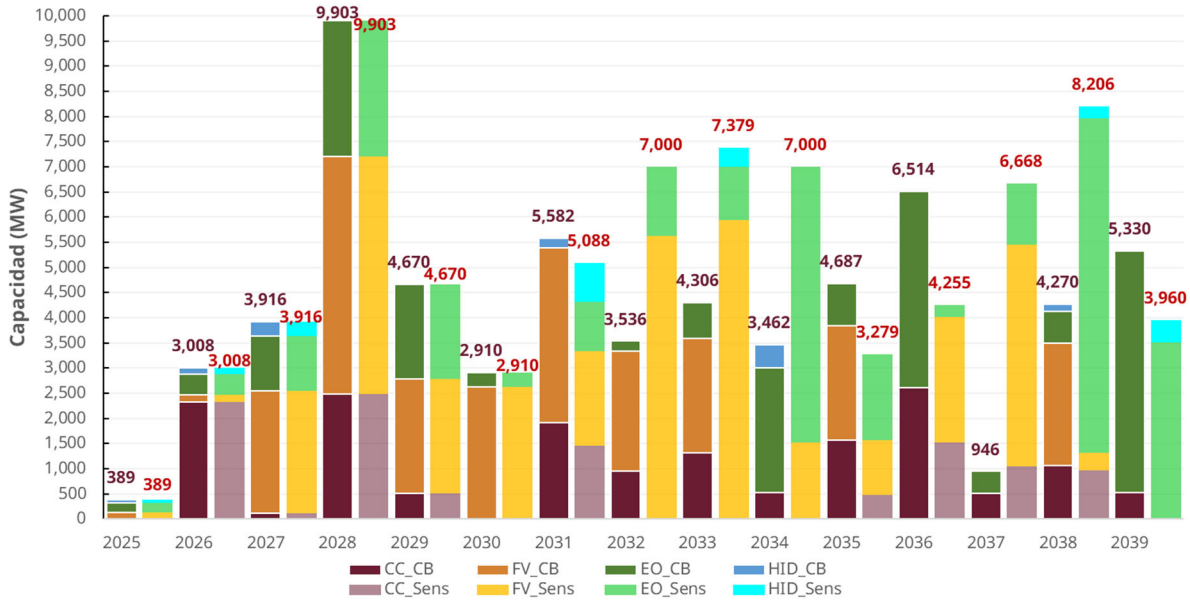
El ejercicio de planeación de largo plazo requiere la definición de supuestos relacionados con variables relevantes para la evolución del sistema dentro del horizonte de estudio. Por tratarse de supuestos, es posible

que algunas variables evolucionen de forma distinta a la asumida en el caso base. En el escenario alto de precios de combustibles se disminuye la competitividad de centrales térmicas respecto a tecnologías con fuentes de generación renovable, aumentado los costos de operación del Sistema Eléctrico.

Debido a la importancia del despacho termoeléctrico en el SEN, se evaluarán los impactos en la expansión y operación del sistema en un escenario de alza de precios de combustibles. Los resultados muestran la integración de recursos de generación y transmisión con las mismas restricciones como satisfacer la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, además, contribuyen al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, minimizan las congestiones en la RNT y reducen las emisiones GEI; de acuerdo con los criterios de planeación, operación y de las políticas de Confiabilidad.

La Figura 3.15.1 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de la selección de solo algunas de las adiciones de capacidad de generación, como resultado de la optimización de la expansión, para las tecnologías CC, FV, EO e HID, en la cual se observa que la diferencia es a partir del año 2031, dado el supuesto que no existen cambios en la planeación vinculante para el horizonte 2025 - 2030.

FIGURA 3.15.1. ADICIÓN DE CAPACIDAD CASO BASE VS SENSIBILIDAD 2025 – 2039



FUENTE: Información del PVIRCE.

En la Cuadro 3.15.2 se puede observar una integración de capacidad neta de generación de 88,453 MW durante el horizonte de estudio 2025-2039 (versus 73,754 MW del caso base), siendo la FV, EO, CC e HID, las principales tecnologías con mayor integración de capacidad. La capacidad adicional es superior a la del caso base dado que en esta sensibilidad los costos de combustibles son más altos, disminuyendo la competitividad de las termoeléctricas y aumentando la de las renovables. Como las renovables tienen factor de capacidad más bajo, esto lleva también a más adiciones totales.

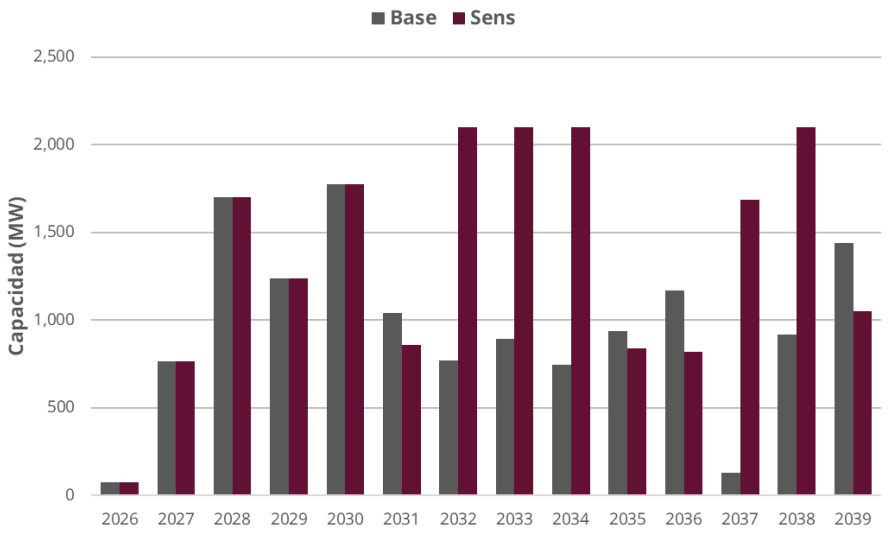
CUADRO 3.15.2. ADICIÓN NETA DE CAPACIDAD 2025 – 2039, ESCENARIO DE SENSIBILIDAD

Escenario	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Base	594	3,110	4,788	10,270	7,535	5,594	5,675	3,798	4,463	3,765	4,765	7,850	946	5,215	5,384
Alto	594	3,110	4,788	10,270	7,535	5,594	5,736	7,049	7,513	7,044	3,923	4,465	6,821	9,407	4,603

FUENTE: Información del PVIRCE.

La Figura 3.15.2 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de las adiciones de SAE con baterías, como resultado de la optimización de la expansión. Dado el supuesto que no existen cambios en la planeación vinculante para el horizonte 2025 — 2030, para esta sensibilidad en el horizonte 2031-2039 se adicionan 45,518 MW de generación renovable intermitente (EO y FV) (versus 26,822 MW del Caso Base); en promedio, tienen asociado el 30% de capacidad SAE con baterías, por tanto, esta sensibilidad de costos de combustibles más altos representa un incremento estimado de 69% respecto del caso base.

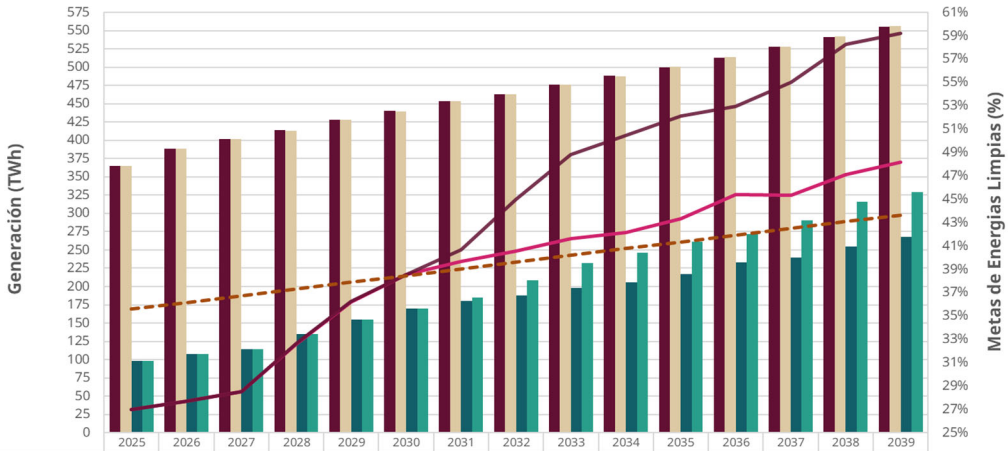
FIGURA 3.15.2. SAE CON BATERÍAS: CASO BASE VS SENSIBILIDAD 2025 – 2039



FUENTE: Información del PVIRCE.

La Figura 3.15.3 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de la evolución de la participación de la generación limpia en GWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que en 2039 la generación limpia esperada del Escenario Sensibilidad es superior a la meta del Caso Base, alcanzando un valor superior al 59%.

FIGURA 3.15.3. EVOLUCIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS: CASO BASE VS SENSIBILIDAD 2025 – 2039

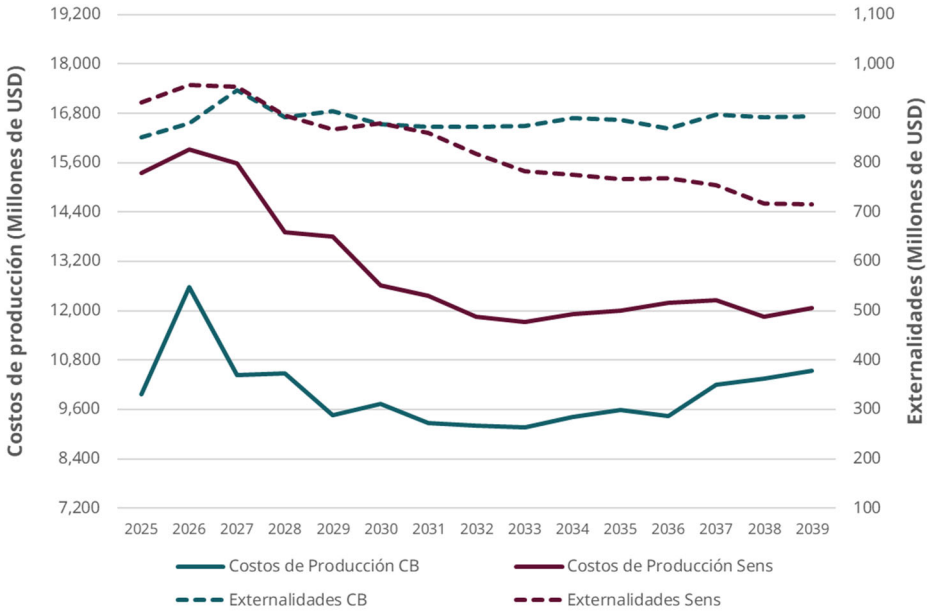


	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Energía Producida (TWh) CB	364	388	401	414	428	440	453	463	476	488	500	513	528	541	555
Energía Producida (TWh) Sens	364	388	401	413	428	440	453	463	476	488	500	514	528	542	556
Energía Limpia (TWh) CB	98	108	114	135	155	170	180	188	198	206	217	233	239	255	268
Energía Limpia (TWh) Sens	98	108	114	135	155	170	184	208	232	246	261	272	290	316	330
Energía Limpia (%) CB	27.0%	27.7%	28.5%	32.6%	36.2%	38.5%	39.7%	40.6%	41.6%	42.1%	43.3%	45.4%	45.3%	47.1%	48.2%
Energía Limpia (%) Sens	27.0%	27.7%	28.5%	32.6%	36.3%	38.6%	40.7%	45.0%	48.8%	50.5%	52.1%	53.0%	55.0%	58.2%	59.2%
Metas (%)	35.6%	36.2%	36.7%	37.3%	37.9%	38.5%	39.0%	39.6%	40.2%	40.8%	41.3%	41.9%	42.5%	43.1%	43.7%

FUENTE: Información del PVIRCE.

La Figura 3.15.4 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de los costos operativos promedio anual (Millones de USD).

FIGURA 3.15.4. COSTOS OPERATIVOS PROMEDIO ANUAL 2025 – 2039



FUENTE: Información del PVIRCE.

El análisis muestra que el desarrollo óptimo del sistema es sensible a cambios en la evolución de los precios de combustibles, así como también se demostró que es posible evaluar el costo de determinadas políticas energéticas. En particular, se demostró que los costos de combustibles más altos tienen un impacto elevado en los costos operativos y en el plan de expansión (que se torna más renovable a medida que los costos térmicos son más altos).

Estos análisis son importantes en el ejercicio de planeación, dado que permiten estimar resultados diferentes cuando las variables no evolucionan como lo previsto en el caso base; también, es posible evaluar los costos de diferentes políticas energéticas y eventualmente compararlas con sus potenciales beneficios, de manera que permitan apoyar en la toma de decisiones de políticas públicas.

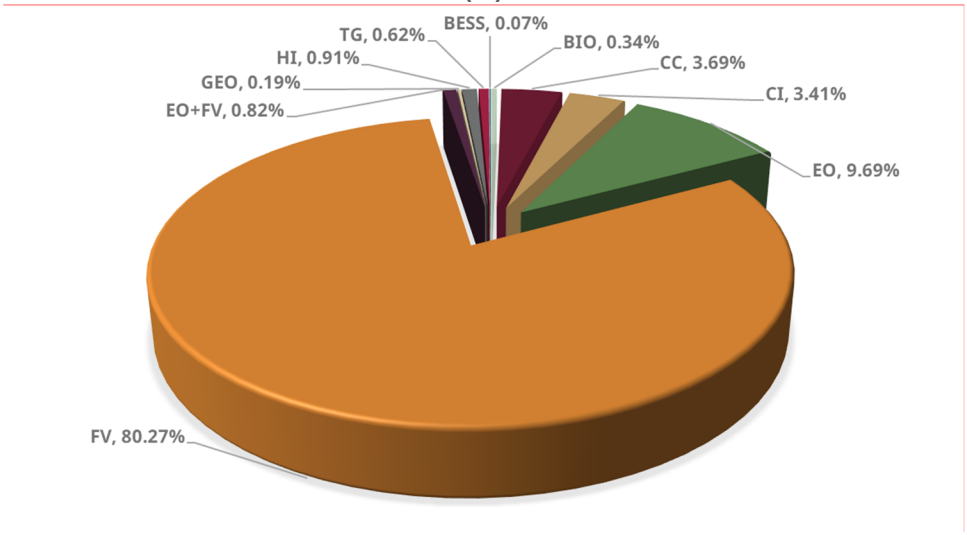
3.16. Capacidad en solicitud de CE en etapa de Estudios de Interconexión 2025-2029

Considerando la información generada en la Planeación del SEN, el CENACE atiende las Solicitudes de Estudios de Interconexión de CE en sus diferentes Modalidades, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de CE y Conexión de Centros de Carga.

Al cierre de diciembre de 2024, la capacidad de generación en fase de Estudios para CE de todas las tecnologías, en las diferentes etapas de Estudio en el SEN, supera los 29,000 MW. La Figura 3.13.1 muestra la segmentación por tipo de tecnología y la capacidad de generación en proceso de Estudios de Interconexión.

Las tecnologías predominantes en las Solicitudes de Interconexión en proceso de estudio son las siguientes: la FV, que representa más del 80%; la EO, con una participación superior al 9%; y el CC y la CI, ambos con una representación superior al 3% cada uno.

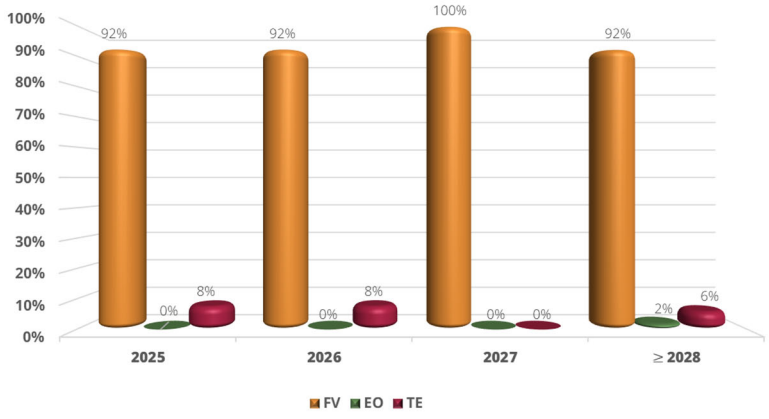
FIGURA 3.13.1. SEGMENTACIÓN POR TECNOLOGÍA DE CE EN PROCESO DE ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN (%)



[1/] SAE con baterías asociado a una CE FV en operación.
[2/] Tecnología CC.
[3/]Tecnología CI.
FUENTE: CENACE a enero 2025.

La Figura 3.13.2, muestra la comparación de la Capacidad en Estudio, entre las CE con tecnología FV y EO con respecto a las CE térmicas (CC y TG). Para el 2025, la participación de la tecnología FV supera el 90%. En 2027 la participación de la Capacidad en Estudio de CE con tecnología FV es del 100%. A partir del 2028 disminuye la Capacidad en Estudio de CE con tecnología FV, pero su participación se mantiene por encima del 90%.

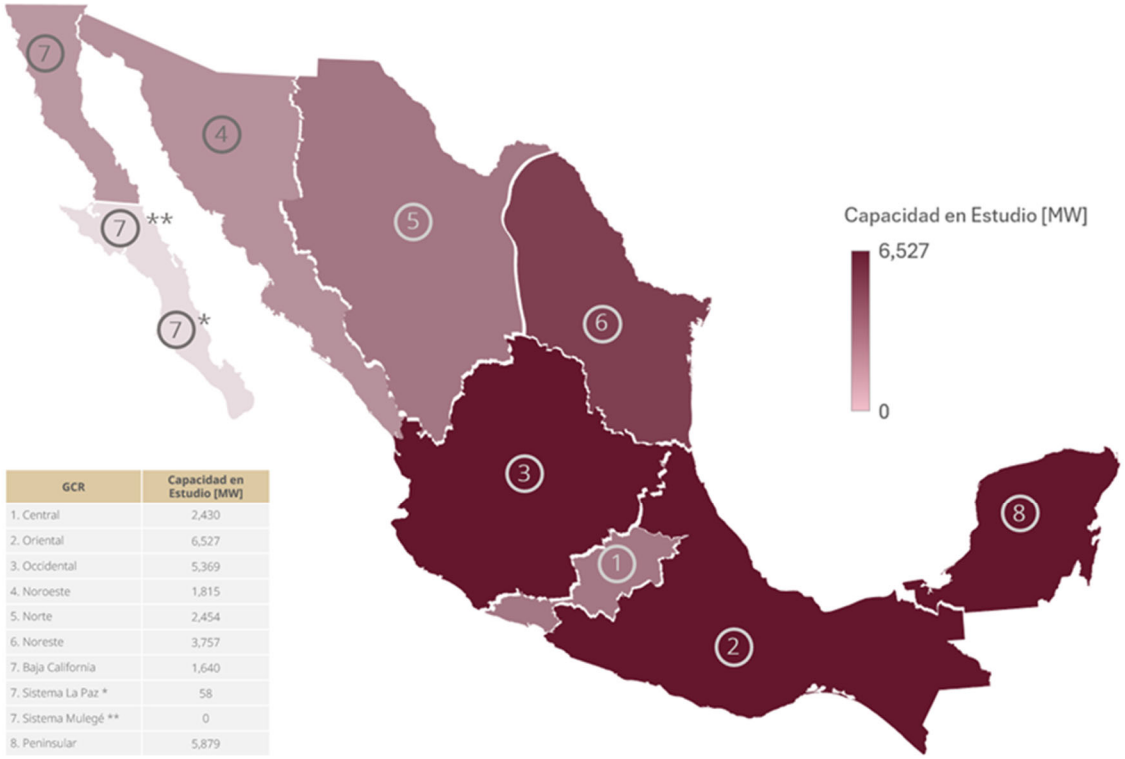
FIGURA 3.13.2. COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS FV Y EO RESPECTO A LAS TÉRMICAS POR AÑO DE FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN



Nota: TE: CE térmicas (CC y TG).

En la Figura 3.13.3 ilustra la intensidad de la Capacidad en Estudio por GCR a nivel geográfico. Las Gerencias Oriental, Peninsular y Occidental representan el 21%, 19% y 17%, del total de la capacidad de generación en Estudio, respectivamente. En conjunto, estas gerencias constituyen el 59% del total de la Capacidad que pretende interconectarse al SEN.

FIGURA 3.13.3 CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW) EN ETAPA DE ESTUDIO POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL



GCR	Capacidad en Estudio [MW]
1. Central	2,430
2. Oriental	6,527
3. Occidental	5,369
4. Noroeste	1,815
5. Norte	2,454
6. Noreste	3,757
7. Baja California	1,640
7. Sistema La Paz *	58
7. Sistema Mulegé **	0
8. Peninsular	5,879

En la zona sureste del SEN, que engloba las GCR Oriental y Peninsular, se concentra más del 41% del total de la capacidad en proceso de estudio. En la región norte del SEN, que incluye las GCR Noroeste, Norte y Noreste (actualmente exportadoras de energía hacia las GCR del sur), se tiene más del 25% del total de la capacidad en proceso de estudio.

La Figuras 3.13.4, ilustra que el estado de Campeche concentra la mayor capacidad de generación FV de las Solicitudes de Estudios de Interconexión a nivel estatal. La Figura 3.13.5, muestra que la mayor concentración de capacidad de generación EO de los Solicitudes de Estudios de Interconexión está ubicada en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila de Zaragoza. En conjunto estas tecnologías representan aproximadamente el 90% de la Capacidad en Estudio.

FIGURA 3.13.4. REPRESENTACIÓN DE LA CAPACIDAD EN ESTUDIO DE CE FV



FIGURA 3.13.5. REPRESENTACIÓN DE LA CAPACIDAD EN ESTUDIO DE CE EO



Con base a los estados operativos, disponibilidad restringida de reserva operativa, retrasos en la entrada en operación de los proyectos instruidos, incorporación de los efectos de las olas de calor en los pronósticos de demanda y consumo, la incorporación esperada de nuevas CE con contrato de interconexión y nuevos Centros de Carga con contrato de conexión en el SEN, las Obras de Refuerzo resultantes en la RNT (líneas de transmisión, compensación de potencia reactiva, transformación y SAE con baterías, entre otras) en las diferentes etapas de las solicitudes de estudio de interconexión (indicativo, impacto e instalaciones) impactan de manera directa en las siguientes compuertas de flujo del SEN:

- En los corredores de transmisión troncales de las GCR Noroeste y Norte (principalmente Red Eléctrica en 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión que conectan el área norte (GCR Noroeste, Norte y Noreste) hacia el sur del país (reforzamientos de la Red Eléctrica en varios kilómetros de líneas de transmisión en 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión del occidente y sureste con el centro del país (reforzamientos de transmisión y compensación).
- En los corredores de transmisión en 400 kV y 230 kV de la región Tuxpan-Poza Rica con el centro del país (reforzamientos de transmisión).

4

Diagnóstico operativo 2024

4. Diagnóstico operativo 2024

4.1. Análisis por Gerencias de Control Regional

En este capítulo se presenta una evaluación exhaustiva del comportamiento del SEN durante el año 2024, en términos de su Confiabilidad y su relación con la eficiencia del MEM. Se resumen los aspectos más relevantes de las condiciones operativas en lo referente a la Generación, Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva de la RNT y las RGD que correspondan al MEM. Además, se detallan las obras programadas para resolver problemas de Confiabilidad, así como la propuesta de nuevas obras para resolver problemas detectados durante el año 2024, con el fin de proporcionar a la SENER el sustento necesario para sensibilizar a la CFE sobre la importancia y urgencia de atender tanto las obras instruidas en el PRODESEN como los proyectos legados del POISE.

CUADRO 4.1.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

GENERACIÓN	• La Gerencia es deficitaria en generación de energía eléctrica, por lo cual requiere la importación de energía eléctrica para atender su demanda. Durante el 2024, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 21 de mayo a las 20:02 horas, con un valor de 9,154 MW, para el cual se contó con un monto de generación de energía eléctrica local de 6,405 MW y una importación de potencia eléctrica de 2,749 MW a través de Compuertas de Flujo de transmisión en Red Eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV, es decir, se importó el 30 % de la demanda. El primero de enero de 2024 se registró la menor demanda del periodo, con un valor de 3,972 MW y 2,698 MW de generación de energía eléctrica local. • El 31 de julio de 2024 entró en operación comercial la primera etapa de la CE FV Central de Abastos con una capacidad inicial de 8 MW. • El 20 de diciembre de 2024 entró en operación comercial la segunda etapa de la CE FV Central de Abastos con una capacidad de 8 MW, para alcanzar una capacidad total de 16 MW.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, transmite el flujo de potencia que es inyectada desde las CE instaladas en la zona del Golfo de México, así como parte de la generación de energía de las CE instaladas en la zona del Pacífico y del Occidente del país. Lo anterior, propicia flujos de potencia coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia la SE Texcoco por medio de la Red Eléctrica en 400 kV y 230 kV. Durante el año 2024 se alcanzaron flujos de potencia superiores a los 1,589 MVA en la Compuerta de Flujo Teotihuacán - Texcoco en 400 kV, con el cual, se alcanza el valor del Límite Operativo de transmisión de una de las LT ante la contingencia de la LT paralela, dicho Estado Operativo de Alerta se mantuvo durante 1,436 horas. • En el PAMRNT 2021-2035, se identificó el requerimiento para la repotenciación de los dos circuitos eléctricos en 400 kV Teotihuacán-Texcoco con fecha necesaria para febrero de 2021, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2030; este proyecto fue instruido para su construcción en el mes de julio 2021 por la SENER a CFE-Transmisión.

... Continuación

CUADRO 4.1.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

TRANSMISIÓN	• Por otra parte, a fin de mitigar las afectaciones debidas al retraso en su entrada en operación, se tiene implementado un EAR que consiste en el DAG de una unidad de gas natural de la CCC Energía del Valle de México Dos ante una eventual contingencia sencilla (N-1) de una de las dos Líneas de Transmisión en Red Eléctrica de 400 kV. • La Compuerta de Flujo en 400 kV Querétaro Potencia Maniobras - Tula, transmite parte de la energía eléctrica proveniente del Norte – Occidente del país a la Red Eléctrica Troncal del anillo en 400 kV de la zona Metropolitana de la Ciudad de México. Durante la condición de bajo despacho de unidades de generación de energía eléctrica de la zona del Golfo de México y de las CE Petacalco, CE Villita y CE Infiernillo, en el año 2024 se alcanzaron altos flujos de potencia en la Compuerta de Flujo Querétaro Potencia Maniobras – Tula en 400 kV, con lo que, ante la contingencia de la LT El Sauz – A3020 - Tula, la LT El Sauz – 93020 – La Manga hubiera superado su Límite Operativo (239 MVA). Esta condición se mantuvo durante aproximadamente 18 horas en el año móvil. • La SE Lago contemplada para su energización a finales de 2019, actualmente reporta la obra civil y electromecánica concluida, sin embargo, los retrasos en su energización dependen de la conclusión de los circuitos en la Red Eléctrica de 230 kV realizados por la CFE, cuyo método de instalación aún se encuentran en proceso de definición. Esta situación se generó a raíz de la cancelación del proyecto del Nuevo Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México que se interconectaría con la Red Eléctrica en 230 kV de la SE Lago y que originalmente, por seguridad aeronáutica, contemplaba la instalación de circuitos con cable de potencia subterráneos. Por otra parte, a fin de mitigar las afectaciones derivadas por el retraso en su entrada en operación, se tiene actualmente implementado un EAR que consiste en el disparo automático de la LT de la Compuerta de Flujo en 230 kV Texcoco – Valle de México, con la finalidad de reducir la saturación de la LT Valle de México - 93N30 - Cerro Gordo, sin embargo, esta acción degrada la Confiabilidad del suministro en la Ciudad de México ante una eventual contingencia sencilla (N-1). • Se mantiene una capacidad de transmisión limitada de 35 MW (Límite Operativo) en la LT Toluca - 73L30 - Lerma en 85 kV, por lo que el monto de despacho de la generación de energía eléctrica asociada con la CH Lerma está condicionado al Límite Operativo del circuito. • El día 02 de abril de 2024, entró en operación comercial la SE de Maniobras Transporte Ferroviario de Pasajeros Uno en la RNT en el nivel en 230 kV, misma que suministrará de energía a un segmento del Centro de Carga Tren interurbano México – Toluca de la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes (SICT), entroncando con la LT San Bernabé – 93560 - Estadio. • El día 20 de abril de 2024, entró en operación comercial la SE de Maniobras Transporte Ferroviario de Pasajeros Dos en la RNT en la Red Eléctrica de 230 kV, misma que suministrará de energía a un segmento del Centro de Carga Tren interurbano México – Toluca de la SICT, entroncando con la LT San Bernabé - 93E80 - Olivar. • El día 25 de agosto de 2024, se pone en operación el proyecto instruido en el PAMRNT 2015-2029 que consiste en la LT Almoloya - A3X30 - Atlacomulco Potencia en 400 kV con una longitud de 28 km de 2 circuitos aéreos de conductor calibre 1113 tipo ACSR, mismo que obedece al requerimiento de incrementar la confiabilidad en las Redes Eléctricas de subtransmisión de la zona Atlacomulco.

... Continuación

CUADRO 4.1.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

TRANSMISIÓN	• El día 30 de octubre de 2024, se concluyeron los trabajos de repotenciación de la LT Pachuca - 73W80 - Actopan para tener completo el circuito con un calibre 795 ACSR, CFE-Transmisión notifica que la nueva capacidad de transmisión es de 117 MVA. • Aún no se solucionan los problemas sociales que impiden continuar con los trabajos de reforzamiento de la Compuerta de Flujo Apasco – Juandhó – Actopan – Pachuca en 85 kV (PEM L78, OPF 2120). A la fecha, solamente se tiene un avance equivalente al 90 % del segundo circuito del tramo Pachuca – Actopan y no se ha podido continuar con el resto de la trayectoria. Por lo anterior, derivado de su limitada capacidad de transmisión, esta Compuerta de Flujo debe operar con Red Eléctrica seccionada en Actopan con la finalidad de reducir el riesgo de afectación en el suministro de energía eléctrica ante la contingencia sencilla (N-1), lo cual tiene un impacto sobre la Confiabilidad en el suministro de la región centro del Estado de Hidalgo. Se están analizando propuestas Alternativas de proyectos que permitan incrementar la Confiabilidad de la Red Eléctrica asociada, uno de los cuales consiste en la construcción de una fuente de energía eléctrica alterna a la SE Juandhó, además de reforzamientos en la Red Eléctrica asociada, lo que permitiría incrementar la capacidad de transmisión para alimentar la carga de la Red Eléctrica asociada a la SE Pachuca.
TRANSFORMACIÓN	• El Autotransformador de la SE Pachuca Potencia con relación de transformación 400/230 kV localizado en La Compuerta de Flujo Poza Rica Dos a Tula con capacidad de 330 MVA, es susceptible de sobrecarga ante el disparo o apertura de la LT Tula – Pachuca Potencia, esto ha originado que se reporten constantemente Estados Operativos de Alerta cuando se presentan altos flujos de potencia en La Compuerta de Flujo en 400 kV Poza Rica Dos – Tula. En el año 2024 se presentaron 3 horas en Estado Operativo de Emergencia al superar el monto determinado para la Compuerta de Flujo. Dada la importancia que guarda la conectividad de la Red Eléctrica en esta región del SIN, recientemente la Compuerta de Flujo Poza Rica Dos – Tula fue declarado compuerta crítica del SIN con un Límite Operativo de 710 MW en la LT Poza Rica Dos - Pachuca Potencia. • En la zona de Atlacomulco, ante la contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia en 400 kV o del banco de transformación de la SE Atlacomulco Potencia con relación de transformación 400/115 kV, se han tenido tensiones fuera de Límites Operativos permisibles, actualmente se instrumentan estrategias de cortes de carga previstos ante contingencia sencilla (N-1) para la autorización de licencias, por lo que se requerirá la operación de esquemas de protección automáticos para preservar la Confiabilidad. Desde el PAMRNT 2015-2029, se identificó el requerimiento del tendido del segundo circuito en 400 kV Almoloya – Atlacomulco Potencia con fecha necesaria para abril de 2018. El 27 de mayo de 2024 se presentó la contingencia de perder el Transformador Atlacomulco Potencia lo que ocasionó una afectación de carga de 114 MW. El día 4 de septiembre de 2024, se volvió a presentar la contingencia de perder el Transformador Atlacomulco Potencia lo que ocasionó una afectación de carga de 120 MW. Sin embargo, el segundo circuito Atlacomulco Potencia – Atlacomulco ya fue reportado por CFE-Transmisión en operación desde el 21 de septiembre de 2024, lo cual solo llevará a afectación de la zona la eventual salida del banco de transformación en Atlacomulco Potencia.

... Continuación

CUADRO 4.1.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

COMPENSACIÓN	• En la SE Donato Guerra y Red Eléctrica asociada en 400 kV se han tenido tensiones por arriba de 420 kV en días festivos y fines de semana ante la condición de baja demanda. En la SE Atlacomulco Potencia se registraron aproximadamente 326 horas con tensiones de operación por arriba del nivel de tensión de 420 kV, llegando a valores instantáneos de 428 kV, lo que pone en riesgo el aislamiento del equipo eléctrico en SE. Para mitigar esta problemática, se han instrumentado estrategias operativas de desconexión de Líneas de Transmisión para reducir la aportación de potencia reactiva capacitiva, en detrimento de la robustez eléctrica de las interconexiones con el SIN. Desde el PAMRNT 2015-2029 se identificó el requerimiento de equipo de compensación para el control de tensión, programado el traslado de dos reactores de 31.75 MVAr cada uno provenientes de la SE Temascal a instalarse en la SE Donato Guerra entrando en operación en abril y mayo de 2024 respectivamente, sin embargo, uno de ellos actualmente se encuentra fallado.

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

GENERACIÓN	• El 16 de mayo de 2024 a las 19:47 horas, se registró la carga máxima de la GCR Oriental, con un valor de 9,184 MW, registrando un incremento de 2.5% (225 MW) respecto al valor máximo de carga presentado en el 2023. En esa condición el monto de generación de energía eléctrica en la GCR Oriental fue de 10,876 MW. • El mayor crecimiento de la carga para el periodo de enero a diciembre de 2024 se observó en los estados de Tabasco, Veracruz, Puebla y Chiapas, con una tasa de crecimiento de 5.72%, 4.39%, 4.09% y 3.96% respectivamente, comparado con la carga máxima registrada en el 2023. • Con relación a la generación de energía eléctrica, en el periodo de enero a diciembre de 2024, no se tuvo alguna entrada en operación de CE. • La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en Red Eléctrica de 115 kV) instalada en la zona Veracruz, continúa considerada como fuera de mérito para mantener la Confiabilidad en el MEM, lo anterior, para conservar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona y evitar afectación de carga en el puerto de Veracruz, ante la eventualidad de la salida de Líneas de Transmisión en 115 kV o de equipos eléctricos de Transformación de relación 400/230 o 230/115 kV. No obstante, en el periodo de enero a diciembre de 2024, las unidades generadoras de esta CCC estuvieron fuera de servicio por mantenimiento programado 2,040 horas, mantenimiento no programado (emergencia) 360 horas y por falla 1,372 horas, es decir, esta CE no estuvo en condiciones de generar a su máxima capacidad el 43% del periodo. Se tiene en programa el proyecto “Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)”, el cual fue instruido para su construcción en 2018 por parte de la SENER a CFE-Transmisión y cuenta con asignación de presupuesto por el esquema PIDIREGAS, con una fecha factible de entrada en operación para abril de 2026. Dicho proyecto contempla la incorporación de transformación con relación 400/115 kV, que permitirá resolver la dependencia de generación de energía eléctrica de la CCC Dos Bocas, así como problemáticas existentes en la RNT e incremento en la capacidad de suministro en la zona de carga Veracruz.

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

GENERACIÓN	• Para el periodo de enero a diciembre de 2024, la producción de energía eléctrica mediante CHI en el ámbito de la GCR Oriental fue de 11,222 GWh, mostrando una reducción del 5.8% respecto al año 2023, el cual registró 11,914 GWh. Lo anterior mostró impacto en el comportamiento de flujo de potencia de la Compuerta de Flujo al Centro, la cual se describe en la sección de Transmisión. • En este mismo orden de ideas, la producción de energía eléctrica de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde fue de 12,409 GWh en 2023 y 12,332 GWh en 2024, mostrando una reducción del 0.62% respecto al año 2023. Por otro lado, en 2023, las unidades generadoras de esta CE estuvieron fuera de servicio 1,861 horas y en el año 2024 permanecieron fuera de servicio 2,312 horas. Lo anterior mostró impacto en el comportamiento de flujo de potencia de la Compuerta de Flujo Poza Rica Dos a Papantla y Texcoco a San Martin Potencia y San Lorenzo Potencia, la cual se describe en la sección de Transmisión.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo al Centro es una referencia para el comportamiento de los flujos de potencia en sentido Sureste al centro de la Red de Transmisión en la GCR Oriental. Esta operó el 88% del periodo en sentido invertido, es decir, con flujo de potencia activa del Centro hacia el Sureste y rebasó su límite de transmisión (-2750 MW) durante 8 horas alcanzando un flujo máximo de potencia activa de -2,865 MW. • Considerando los crecimientos de carga mencionados previamente y en combinación de condiciones de bajo suministro de gas natural a la Península de Yucatán, se tienen incrementos de potencia en la Compuerta de Flujo Grijalva hacia Tabasco, conformada por las LT Manuel Moreno Torres – A3U80 – Tabasco Potencia y Malpaso II – A3U90 – Tabasco Potencia y el Autotransformador AT-02 de Malpaso II. La Compuerta de Flujo tiene un Límite Operativo de 1,150 MW, arriba de este valor se habilita un EAR-DAC cuyo límite considerando es de 1,590 MW. Durante el periodo de enero a diciembre de 2024, se presentaron 1,510 horas por arriba del primer Límite Operativo mencionado y alcanzando valores máximos de 1,687 MW, superando incluso el límite con EAR durante 41 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Nacional de Transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular, no obstante con el propósito estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de Desarrollo Nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se incluyeron dos proyectos de generación de energía eléctrica CCC en Mérida y Valladolid. Por lo tanto, la problemática expuesta se prevé solventar con la entrada en operación de dichas CE. Adicionalmente, para reforzar el suministro de energía en el estado de Tabasco, en el PAMRNT 2023-2037 se incluyó el proyecto P23-OR1 Suministro de energía en Tabasco, con el cual se incrementará la capacidad de suministro 400/115 kV en dicha región, con fecha factible de entrada en operación para abril de 2030. • La Compuerta de Flujo Tamos a Poza Rica está conformado por las LT Tamos – A3490/A3790 – Poza Rica II y la LT Minera Autlán – 93160 – Pantepec cuyo Límite Operativo es 1,245 MW, esta Compuerta de Flujo transporta energía eléctrica de la GCR Noreste hacia la GCR Oriental. Durante el periodo de enero a diciembre 2024, rebasó su Límite Operativo durante 1,328 horas alcanzando un flujo máximo de potencia eléctrica 1,682 MW.

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo conformado por las LT Poza Rica Dos – A3V90 – Papantla, Texcoco – A3960 – San Lorenzo Potencia y Texcoco – A3860 – San Martin Potencia tiene un Límite Operativo de 2,500 MW, el cual transporta energía eléctrica de la GCR Noreste y Central hacia la GCR Oriental. Durante el periodo de enero a diciembre 2024, rebasó su Límite Operativo durante 18 horas alcanzando un flujo máximo de potencia activa 2,702 MW. • Cabe señalar que las cuatro Compuertas de Flujo mencionadas previamente tienen una correlación, las cuales, derivado del crecimiento progresivo de la carga en la parte sur de la República Mexicana, ha provocado transmisión desde las GCR Noreste y Central hacia las GCR Oriental y Peninsular. • La Compuerta de Flujo compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia – A3V30/A3V40 – Juile con un Límite Operativo declarado por el Transportista de 1,100 MW cada una, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla N-1, esto ocurre durante condiciones de alta generación de energía eléctrica en las CE EO instaladas en el Istmo de Tehuantepec. Durante el periodo de enero a diciembre del 2024 la Compuerta de Flujo ha operado en 1,568 horas por encima de su Límite Operativo, alcanzando un flujo de potencia activa máximo de 1,508 MW. Por tanto, se ha requerido la activación del EAR-DAG. Parte del alcance de la obra instruida con PEM M16-OR1 contempla la sustitución de equipo eléctrico serie de cada una de las LT Ixtepec Potencia – A3V30/A3V40 – Juile para alcanzar una capacidad de 1,500 MVA. De acuerdo con la última información proporcionada por CFE-Transmisión el proyecto tiene fecha factible de entrada en operación para agosto de 2027. • CFE-Transmisión informó que revisará las condiciones del proyecto del tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia en Red Eléctrica 230 kV para definir e informar al CENACE sobre la continuidad o no de este proyecto, el cual, en años anteriores derivado de problemas sociales había presentado retrasos en su construcción y el crecimiento progresivo de la demanda, se han alcanzado restricciones de transmisión ante contingencia sencilla (N-1) en cuatro Compuertas de Flujo que operan para dar suministro a los estados de Morelos y Guerrero, siendo estas Yautepec Potencia AT-2 y AT-4, Yautepec Potencia a Cementos Moctezuma y Zapata (93300, 93190 y 93500) en Red Eléctrica 230 kV, Zapata a Mezcala (93240 y 93250) en Red Eléctrica 230 kV y Pie de la Cuesta 93060 Ixtapa Potencia en Red Eléctrica 230 kV, además es relevante contar con el CEV en la SE Pie de la Cuesta, cuyo elemento cuenta con deterioro en equipos de Control y Protección, en válvulas de Tiristores y Sistemas de Enfriamiento (se tiene en programa la modernización del CEV con fecha estimada para diciembre de 2028). Adicionalmente, se tiene dependencia de la CH Caracol para controlar el flujo de energía en estas Compuertas de Flujo, así como aportación de potencia reactiva para control de voltaje, tal que, en caso de falla de elementos de la RNT e indisponibilidad de generación de energía eléctrica, se mantuvo en riesgo hasta 1,187 MW de carga. • Se presenta incremento en los flujos de potencia activa en la interconexión México-Guatemala que consiste en las LT Tapachula Potencia – A3T00 – Los Brillantes en 400 kV, el Límite Operativo Normal declarado es 240 MW para exportación e importación. Durante el periodo de enero – diciembre del 2024, se han alcanzado valores de exportación de energía eléctrica de hasta 399 MW. En el caso de importación el valor máximo alcanzado fue de 182 MW.

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSMISIÓN	• El suministro de energía eléctrica de las zonas Tapachula y San Cristóbal en el estado de Chiapas, es atendido por elementos de transformación instalados en las SE Tapachula Potencia T1 y Angostura T6, a su vez, dependen directamente de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura en 400 kV. Por lo tanto, ante la eventual salida de operación de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura, se tienen problemas de abatimiento de tensión y desconexión descontrolada de carga, así como desconexión de la LT Tapachula – Los Brillantes que interconecta con Guatemala. A partir del año 2021 no se soporta ninguna hora del año, la contingencia de la LT Tapachula Potencia - A3T30 – Angostura o Tapachula T1, incluso la demanda máxima en la zona, alcanzada al año 2024 superó por 184 MW el Límite Operativo para evitar afectación de carga que es de 154 MW, es decir, se ha superado 119% del límite. • El CENACE ha propuesto tres proyectos que han sido instruidos por la SENER a CFE-Transmisión para su construcción, los cuales resuelven las problemáticas existentes en la región. El primero, propuesto en PAMRNT 2015-2029 denominado “P15-OR1 Línea de Transmisión en Corriente Alterna en Tapachula Chiapas”, para atender la contingencia sencilla (N-1) del único circuito en Red Eléctrica de 400 kV de las SE Tapachula Potencia – Angostura y que consiste en el tendido del segundo circuito de la LT existente Tapachula Potencia – Angostura, cuya fecha factible de termino ha sido diferida por CFE hasta septiembre de 2027. El segundo, propuesto en el PAMRNT 2020-2034 denominado “P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal”, para atender la sobrecarga del transformador Angostura T6 y saturación en la Red Eléctrica en 115 kV ante contingencia sencilla (N-1), esto al incrementar la capacidad del transformador de la SE Angostura T6, así como adicionar una Línea de Transmisión en Red Eléctrica de 115 kV, de la cual, CFE-Transmisión ha informado su fecha de entrada en operación para noviembre de 2027, pero aún está en análisis por parte de CFE; y el tercero, recientemente propuesto en PAMRNT 2021-2035 denominado “P21-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal” que consiste en la instalación de dos STATCOM en la zona lo cual permitirá incrementar la transmisión para el suministro en esta región para condiciones de Red Eléctrica completa y contingencia sencilla (N-1), cuya fecha de entrada en operación informada por CFE-Transmisión es de septiembre de 2027, actualmente se reporta en proceso de decisión por parte de CFE.
TRANSFORMACIÓN	• La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano presenta condiciones de saturación derivado de la combinación del incremento natural de la demanda en la zona Veracruz y la presencia de flujos de potencia activa en el sentido del Centro del país hacia la región de Temascal. A fin de evitar superar la capacidad de los bancos de transformación, en julio de 2019 se implementó el EAR que consiste en el disparo automático de interruptor de Línea de Transmisión en Red Eléctrica en 230 kV en la zona Veracruz que reduce la saturación en ambos Autotransformadores de la SE Manlio Fabio Altamirano, sin embargo, se reduce en gran medida la Confiabilidad de suministro en la Red Eléctrica en 230 kV de la zona de Veracruz. Para incrementar la Confiabilidad y eliminar la dependencia del EAR, se tiene instruido el proyecto “P18-OR1 Suministro de Energía a la Zona Operativa de Transmisión Veracruz”, que contempla el incremento de la capacidad de transformación local. Adicionalmente, con la entrada de dicha transformación se evita la saturación de otros equipos de transformación de la zona de 230/115 kV instalados en las SE Veracruz Dos y Jardín,

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSFORMACIÓN	las cuales alimentan la Red Eléctrica en 115 kV que suministra energía eléctrica al puerto de Veracruz, sin embargo, con base a recientes informes de CFE-Transmisión, este proyecto presentó dos licitaciones, las cuales se han declarado desiertas y la Fecha de Entrada en Operación Factible es marzo de 2027. • La carga del estado de Tabasco se suministra a través de tres transformadores con relación 400/230 kV y uno con relación 400/115 kV, en el periodo de enero a diciembre de 2024 los transformadores de las SE Malpaso T-7 y Malpaso II AT-2 se saturaron durante 718 y 24 horas alcanzando el 143% y 116% de su capacidad nominal respectivamente. Siguiendo aguas abajo existen nueve transformadores con relación 230/115 kV, de los cuales, los siguientes Los Ríos AT-1, Villahermosa Norte AT-1 y Comalcalco Potencia AT-1 alcanzaron saturación, para el periodo de enero a diciembre de 2024 dichos bancos operaron por arriba de su capacidad nominal durante 797, 263 y 5 horas, operando hasta el 151%, 125% y 103%, respectivamente. Cabe señalar que el nivel de saturación presentado fue bajo recurrentes acciones de control como; administración de generación de energía eléctrica en la CH Peñitas para reducir flujo en el Malpaso II AT-2, segregación de la Red Eléctrica para reducir flujo de potencia en el transformador de las SE Malpaso T7 y Villahermosa Norte AT-1, a su vez se presentaron seccionamientos de Red Eléctrica derivado de falla en Línea de Transmisión en 115 kV. El crecimiento progresivo de la demanda en el estado de Tabasco ha provocado alta dependencia de la generación de energía eléctrica al interior de la zona, entre las que destacan son las CE Peñitas (capacidad instalada de 420 MW), Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex (capacidad instalada de 367 MW), Abent 3T (capacidad instalada de 254 MW), no obstante, la primera por ser del tipo Hidroeléctrica prevalece una variabilidad de su generación de energía eléctrica derivado de los niveles de presa y para la segunda se han presentado recurrentes indisponibilidades, tal que, en el periodo de enero a diciembre de 2024 permaneció fuera de servicio 131 horas por mantenimiento y 200 horas por falla. Para mejorar la Confiabilidad en el estado de Tabasco y atender el incremento de demanda de la zona se tienen instruidos por la SENER al Transportista para su construcción los proyectos “P22-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos” y “P23-OR1 Suministro de Energía en Tabasco” los cuales consideran la adición de capacidad en elementos de transformación y en el caso del último proyecto mencionado también se considera la construcción de Red de Transmisión en 115 kV. Cabe mencionar que los proyectos instruidos tienen fecha de entrada en operación informada por CFE-Transmisión de agosto de 2026 y abril de 2030, respectivamente. Considerando lo anterior, es inminente, la necesidad de Transformación adicional, para evitar futuras saturaciones en los Autotransformadores de las SE Villahermosa Norte y Comalcalco Potencia. • El Transformador de la SE Angostura, el cual alimenta la zona San Cristóbal y parte de las zonas Tapachula y Tuxtla, presentó un flujo superior a su capacidad nominal durante 113 horas en el periodo de enero a diciembre de 2024, alcanzando un nivel de carga de hasta 109% en condiciones de Red Eléctrica completa, lo anterior a pesar de segregación de Red Eléctrica en 115 kV para controlar el flujo de potencia en el transformador. Adicionalmente, la salida de operación del transformador de la SE Tapachula Potencia T1, provoca incremento súbito de carga en el T6 de la SE Angostura, conduciendo a la afectación de carga mediante EAR y EPS para evitar una afectación mayor en la Red Eléctrica asociada.

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSFORMACIÓN	Para atender la problemática antes planteada, en el PAMRNT 2020-2034 se instruyó la construcción del proyecto "P20-OR3 Suministro de energía en la zona San Cristóbal", que consiste en sustituir el transformador de la SE Angostura T6 por uno de mayor capacidad y con ello reducir el riesgo de afectación de carga, cabe mencionar que la fecha de entrada en operación del proyecto antes citado informada por CFE-Transmisión es de noviembre de 2027. • Ante la contingencia del transformador de la SE Yautepec Potencia con relación de transformación 400/115 kV, se han tenido sobrecargas de hasta 170 % en cada uno de los Autotransformadores de la SE Zapata con relación de transformación 230/115 kV afectando el Suministro Eléctrico de la ciudad de Cuautla y parte de la ciudad de Cuernavaca. Actualmente para evitar mayores afectaciones y derivado de la topología de Red Eléctrica en la zona, se implementó en febrero de 2020, un EAR-DAC, que actúa en caso de la salida eventual del transformador de la SE Yautepec Potencia T3, sin embargo, aún sigue siendo una situación que prevalece, ya que, para evitar la saturación de los Autotransformadores en la SE Zapata, el esquema abre los interruptores en la SE Yautepec (73680 y 73690), desconectando carga de manera controlada en la zona Cuautla por un monto de hasta 150 MW. En PAMRNT 2021-2035 se realizó la propuesta del proyecto "P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos", el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación en diciembre de 2028. • Debido al crecimiento natural de la demanda, incremento de la transmisión en La Compuerta de Flujo en 230 kV entre las SE Jalacingo - Zocac – Texcoco y la interconexión de CE FV en el mismo corredor, se ha provocado la saturación de los Autotranformadores con relación de transformación 230/115 kV instalados en la SE Zocac cuando se presenta la eventual salida de operación de uno de ellos o de la LT Zocac – 93110 – La Malinche. Para evitar la saturación en ambos Autotransformadores de la SE Zocac, en enero de 2022 se implementó el EAR-DAG. Por otro lado, para fortalecer el Suministro de Energía y reducir la dependencia de EAR, se tiene el proyecto instruido por la SENER al Transportista "P18-OR2 Suministro de energía eléctrica en la zona Tlaxcala", el cual incluye la construcción del segundo circuito entre las SE Zocac – La Malinche en 230 kV, una LT en 115 kV y el incremento de capacidad de transmisión en la Compuerta de Flujo de las SE Mazatepec – Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras – Zocac, no obstante, la fecha factible informada por CFE-Transmisión es de marzo de 2029. • Los transformadores de relación 230/115 kV de la SE Juchitán Dos suministran la energía eléctrica de la zona de carga Tehuantepec, dichos bancos han operado con flujo de potencia superior a su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa durante 6 horas para el AT1 y 17 horas para el AT2, situación que se agrava ante la contingencia sencilla (N-1) de alguno de ellos y se espera pueda ocurrir en años posteriores conforme incremente la carga en la zona de influencia. Para atender dicha problemática en el PAM 2024-2038 se realizó la propuesta del proyecto "Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec", el cual se clasificó como proyecto indicativo de ampliación de la RNT. • La mayor parte del suministro de energía de la zona de carga Xalapa se suministra a través de los transformadores de relación 230/115 kV instalados en las SE Jalacingo y El Castillo, así como de la Línea de Transmisión de la SE Veracruz Dos a la SE Nestlé

... Continuación

CUADRO 4.1.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSFORMACIÓN	Maniobras. Dichos transformadores derivado del incremento de carga en la zona, han llegado a su saturación, teniendo que realizar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica para evitar superar la capacidad nominal, sin embargo, ante la contingencia de alguno de dichos transformadores, se tiene riesgo de una afectación descontrolada de carga. Actualmente se tiene el proyecto instruido por la SENER al Transportista denominado "P21-OR3 Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa", el cual incluye el tendido de un circuito sobre estructuras existentes de la SE Veracruz II a la SE Tamarindo II en 115 kV, no obstante, la fecha factible informada por CFE-Transmisión es de diciembre de 2029.
COMPENSACIÓN	• En julio de 2024 se declara la entrada en operación de dos STATCOM, del proyecto incluido en PRODESEN 2019-2033, "P19-OR3 Suministro de energía en la zona Huatulco y Costa Chica", que consiste en la instalación de equipos de compensación dinámica en las SE Pochutla y la SE Agua Zarca en 115 kV. Dentro de las metas físicas de este proyecto, se considera cambio de equipo eléctrico serie en 9 Líneas de Transmisión en 115 kV para incrementar su límite operativo, el cual está pendiente se culmine. Cabe señalar que, a su vez, se requiere la entrada en operación del proyecto "P17-OR4 Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco" que consiste en la construcción de una LT de la SE Jalapa de Diaz a la SE Oaxaca Potencia en 230 kV y una LT de la SE San Jacinto Tlacotepec a la SE Pinotepa Nacional en 115 kV para fortalecer el suministro de energía tanto en las regiones antes citadas, como en la Red Eléctrica asociada a la capital del estado de Oaxaca. Conforme a los recientes informes de CFE-Transmisión el proyecto P17-OR4 se realizará en dos etapas con Fecha de Entrada en Operación Factible de agosto de 2026-. • Se presentan afectaciones de carga y operación de EPS por bajo voltaje ante contingencia de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia o el transformador de la SE Tapachula Potencia T1. Para resolver las problemáticas mencionadas, se tiene en programa el proyecto "Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal" que incluye la construcción de dos STATCOM y dará soporte de tensión ante la pérdida del actual circuito Angostura – Tapachula Potencia, además, una vez completado el proyecto del segundo circuito Angostura – Tapachula Potencia, apoyará ante fallas dobles de la Compuerta de Flujo, que pudieran presentarse dado que ambos circuitos comparten estructura, a su vez dará soporte de tensión y evitará afectaciones de carga ante la salida del transformador de la SE Tapachula Potencia T1 ya sea por falla o salidas a mantenimiento. • En la zona Chontalpa el suministro de energía se realiza principalmente desde la SE Comalcalco Potencia en 230 kV. La alta demanda de potencia reactiva en la zona ha provocado abatimiento de tensión en esta SE. En el periodo de enero a diciembre de 2024, dicha SE operó hasta 213 kV en condiciones de Red Eléctrica completa y permaneció por debajo del Límite Operativo establecido en el Código de Red (218.3 kV) durante 17 horas.

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

GENERACIÓN	• El día de demanda máxima ocurrió el 28 de mayo de 2024 a las 16:38 horas, se contó con una generación de energía eléctrica local de 8,227 MW y se tuvo una importación de 3,751 MW de otras regiones, para atender una demanda total de 11,978 MW. Lo anterior, equivale a que aproximadamente el 31 % de la demanda de la Gerencia fue suministrada por las Compuertas de Flujo con las GCR vecinas. • La demanda máxima instantánea incremento aproximadamente 4 % respecto a la presentada en 2023 (de 11,496 MW a 11,978 MW). Esta tendencia al alza se ha mantenido durante los últimos cuatro años. • Durante el periodo enero – diciembre del 2024, han entrado en operación comercial una CE con una capacidad adicional en el sistema de 60 MW de tecnología CC. Asimismo, se encuentran en pruebas preoperativas diez CE más, con una capacidad total de 1,106 MW. • La Gerencia típicamente es deficitaria de generación, por lo que se requiere de la importación de energía eléctrica a través de sus Compuertas de Flujo con otras GCR para atender su demanda. Durante todo el 2024 se presentaron 83 horas donde se exportó energía eléctrica hacia las demás GCR, a diferencia de las 15 horas del año 2023. • En comparativa con el año 2023, en el año 2024 se presentó un incremento en la energía eléctrica generada en la GCR Occidental tanto con fuentes renovables como convencionales de aproximadamente 3,844 GWh. De los principales cambios identificados respecto al periodo anterior destaca que la generación de tecnología HI, EO y CC aumentaron un 57%, 19% y 17%, respectivamente. Por el contrario, la generación por Térmica y Geotérmica tuvieron un decremento del 34% y 11%, respectivamente. Al igual que en años anteriores, las CE CC siguen siendo la tecnología de generación de energía eléctrica más utilizada en la Gerencia Occidental con un 54% de participación total en el año 2024. • De manera extraordinaria, durante la época de estiaje y alto consumo de energía se recurrió a cortes de carga controlados debido a que el SIN se encontraba en Estado Operativo de Alerta por tener reserva operativa menor al 6%, donde se vio afectada la GCR Occidental el periodo del 7 al 9 y del 22 al 23 de mayo de 2024.
TRANSMISIÓN	• Se han puesto en servicio 58.67 km de LT: 0.40 km en 230 kV y 58.27 km en 115 kV, destacando las nuevas LT entre las SE Mexticacán – 73340 – El Zapotillo Switcheo, Potrerillos – 73L00 – San Roque, Potrerillos – 73770 – Ayala y Potrerillos – 73L70 –León Uno. Por lo anterior, se observa un bajo crecimiento de la RNT respecto al crecimiento en el consumo de energía eléctrica en el ámbito de la GCR Occidental y a las obras necesarias que se han plasmado en el PAMRNT. • Se ha detectado la necesidad de incrementar la capacidad de LT en los niveles de tensión en 69 kV a 400 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las LT. • En el 2019 fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión bajo el nombre de “M19-TC1 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de LT limitadas por equipo serie” con fecha factible de entrada en operación a abril de 2030. Dicho proyecto es indispensable en el ámbito de la GCR Occidental, ya que incrementaría la capacidad en LT en las que se requiere mayor cargabilidad. Esta problemática a detonado la proliferación acentuada de diseño e implementación de nuevos EAR o Estrategias Operativas, a fin de evitar sobrecarga

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSMISIÓN	de Líneas de Transmisión, que son limitadas por equipo primario serie y que además dichos elementos de la RNT tengan que ser solicitadas como repotenciación a proyectos de Interconexión de CE y/o Conexión de Centros de Carga, reduciendo con ello, su rentabilidad. • Es importante mencionar que en la RNT, se ha proliferado la ocurrencia de eventos de vandalismo que provocan que Líneas de Transmisión o inclusive en equipos eléctricos de las SE, queden fuera de servicio por fallas permanentes, en las que no se cuenta con el refaccionamiento o no es posible hacer una reparación oportuna, provocando que se degrade la Confiabilidad, cambios forzados en la topología y que se incremente el riesgo de abasto eléctrico a Usuarios Finales tanto industriales como residenciales ante la ocurrencia de otra contingencia. • Desde el mes de julio de 2023 hasta febrero de 2024, se encuentran deshabilitadas las LT Santa María – 73M30 – Celaya Industrial y Celaya II – 73A10 – Amistad Bajío a causa de vandalismo, por robo de acero estructural en 3 estructuras. Actualmente, continúan los trabajos para poder reestablecer dichas Líneas de Transmisión, dicha condición incrementa el riesgo de desabasto eléctrico de la zona. • En la zona Aguascalientes se mantiene la necesidad de repotenciación de la LT Encarnación – 73680 – Peñuelas, ya que, ante contingencia sencilla (N-1), se tiene flujos de potencia activa superiores al límite térmico del conductor. Actualmente se implementó un EAR con la finalidad de disminuir las afectaciones debidas a dicha problemática. La División de Distribución Bajío tiene programada la obra identificada con la clave de PEM- CLQ, la cual pertenece al paquete 1821E y consta de una Línea de Transmisión para conectar la trayectoria entre las SE Aguascalientes Potencia, Peñuelas y Encarnación, con lo cual se solucionaría esta problemática. Actualmente no se tiene fecha estimada de determinación actualizada. • Debido a actos de vandalismo, en junio de 2024 se presentó el disparo de las LT Peñuelas – 73910 – Omega y Omega – 73380 – Aguascalientes Potencia, quedando fuera de servicio hasta la fecha. Debido a esto se tiene la posibilidad de pérdida de carga ante la ocurrencia de la contingencia sencilla (N-1). • En la zona Irapuato, desde febrero 2024 se encuentra indisponible la LT Irapuato II – 73580 – Parque Industrial Guanajuato Central debido al colapso de cinco estructuras. Actualmente sigue indisponible la Línea de Transmisión, acumulando un total de diez meses. • En marzo 2024 se presentó un evento múltiple con pérdida de 42 MW de demanda en las SE Silao I, Las Colinas y el usuario American Axle, debido al vandalismo en el registro de la LT Silao I – 73700 – Las Colinas salieron de servicio de manera simultánea las LT Silao Potencia – 73660 – Silao I, Silao Potencia – 73530 – Silao I, Las Colinas-73700 – Silao I, Los Sauces – 73800 – Silao I y Santa Fe III – 73D60 – Las Colinas, adicionalmente la LT León Cuatro – 73780 – León Oriente. • En la zona Querétaro, la LT Querétaro I – 73010 – Querétaro Norte estuvo fuera de servicio desde julio 2023 hasta mayo 2024, debido a daño del conductor en la transición aéreo/subterráneo, con lo que se mantuvo un riesgo de pérdida de carga durante diez meses ante contingencia de las Líneas de Transmisión que suministraban energía eléctrica a las SE Querétaro Norte, Triara, Querétaro Oriente y Cimatario. • En la zona León desde agosto del 2020 la barra de la SE León Malecón se encuentra indisponible debido a vandalismo dentro de la SE, por lo que los bancos de transformación

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSMISIÓN	de alta a media tensión se encuentran conectados de manera directa a las Líneas de Transmisión en 115 kV que llegan a la SE León Malecón, uno a través de la LT 73730 hacia la SE Cerro Gordo y el otro de la LT 73880 hacia SE León Alfaro, lo cual disminuye la Confiabilidad y flexibilidad operativa de la zona al tener alimentada de manera radial la carga de las SE Cerro Gordo, León Alfaro y León Malecón. A la fecha se tiene licencia en muerto con prórroga hasta el 03 de febrero de 2025, por lo que acumulará un periodo de aproximadamente 5 años en esta condición de riesgo operativo y aplicación de estrategias operativas que demeritan la flexibilidad operativa de la zona. • En general se ha identificado una tendencia desfavorable para la Seguridad Operativa del SEN, derivado a los periodos prolongados de restablecimiento de elementos de la RNT ante la ocurrencia de fallas permanentes, los cuales superan los cinco meses. • Durante el año 2024 está Gerencia mantuvo su comportamiento del periodo previo como una GCR que importa energía eléctrica del norte del país (GCR NOR, NTE y NES) y la exporta hacia el centro del país, por lo que se considera a la GCR Occidental como un punto de transferencia de energía eléctrica debido al gran potencial de generación de energía eléctrica del norte del país y grandes centros de consumo que se encuentran en el centro. Para mitigar los efectos adversos como disminución en los perfiles de tensión de las SE de la GCR Occidental o una alta transferencia de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión en 400 kV, actualmente el proyecto “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2019, considera la construcción de aproximadamente 250 km de LT en 400 kV, con fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2026. Se considera incluir una Compuerta de Flujo adicional entre el norte y centro del país y evitar la saturación en la Red Eléctrica en 400 kV de la GCR Occidental. • El comportamiento de las Compuertas de Flujo se describe a continuación (los valores reportados están en GWh y son calculados a partir de los datos históricos integrados): o La Compuerta de Flujo Las Delicias – Querétaro superó en 2024 su Límite Operativo sin EAR-DAG durante 1,898 horas (22% del año), 676 horas más respecto al año 2023, sin embargo, disminuyo la energía eléctrica que se transmite desde la SE Las Delicias a 4,917.61 GWh. Durante este periodo, el EAR-DAG ha operado diez veces, siendo solo una operación provocada por contingencia sencilla (N-1) de la LT Querétaro I – 93100 – Las Delicias. Para solventar esta problemática en julio de 2019, la SENER instruyó a CFE el proyecto “P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro” con fecha de entrada en operación a junio de 2026. o La Compuerta de Flujo entre las SE Tepic II y Cerro Blanco compuesta por dos LT en 400 kV operó durante todo el año por encima de su Límite Operativo Normal en sentido Tepic II hacia Cerro Blanco. Adicionalmente, durante todo el periodo se prescindió del DAG que se tenía implementado para la protección de los elementos de transmisión debido a la finalización de los trabajos correspondientes a la modernización de equipo serie en el corredor Tepic II – Cerro Blanco, del proyecto “P18-OC2 Enlace Tepic II – Cerro Blanco”, instruido por la SENER en julio de 2018.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSMISIÓN	○ La Compuerta de Flujo entre la SE Querétaro – Tula (enlace entre las GCR Occidental y Central), operó 14 horas por encima del Límite Operativo declarado en la compuerta, 124 horas más que en el periodo anterior. Referente al tiempo de envío y recepción de flujo en la compuerta, se tuvo un incremento del 3 % del tiempo de envió quedando en 98 %, mientras que el tiempo de recepción fue del 2 % del tiempo. En la energía eléctrica también se tuvo un incremento de envió del Occidente al Centro del país de 5,301.62 GWh a 6,323.77 GWh, por otro lado, la energía eléctrica recibida en el Occidente paso de 62.81 GWh a 12.25 GWh. El proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", antes mencionado, ayuda a descargar principalmente esta Compuerta de Flujo. ○ En la Compuerta de Flujo Ramos Arizpe Potencia a Primero de Mayo formada por las LT Ramos Arizpe Potencia – A3G10 – Salero y Derramadero – A3G00 – Primero de Mayo no se presentó violación del Límite Operativo. Se mantuvo el tiempo de envío de flujo del Noreste al Occidente del país durante el 92% del año. Igualmente, el flujo la energía eléctrica también mostro una reducción respecto al año anterior de 293 GWh quedando en 4,412.03 GWh. ○ En la Compuerta de Flujo Mazatlán II – Tepic II: mantiene la tendencia de envío de energía eléctrica en sentido Noroeste a Occidente. Esta Gerencia envió 114.24 GWh a la GCR Noroeste durante el 8% del tiempo, mientras que en sentido opuesto se recibieron 5,573.14 GWh durante 92% del tiempo, lo cual representa un incremento en la energía recibida en esta gerencia de 895 GWh respecto al periodo anterior. ○ En la Compuerta de Flujo Primero de Mayo – Cañada: Compuerta de Flujo localizada al interior de la Gerencia, se reporta de manera nacional debido al incremento considerable de energía eléctrica que se transmite hacia la zona Aguascalientes, se transmitió de norte a sur 4,503.36 GWh durante 97% del tiempo y en sentido inverso 34.52 GWh durante 3% del tiempo. ○ En la Compuerta de Flujo Anáhuac – El Potosí: a través de esta Compuerta de Flujo con la GCR Noreste se recibió a la GCR Occidental 6,177.11 GWh durante el 100 % del tiempo. ○ En la Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro: en el ámbito de la Gerencia es la Compuerta de Flujo entre GCR a través del cual circula la mayor cantidad de energía eléctrica, se transmitieron 11,948.31 GWh hacia la SE Querétaro Potencia Maniobras durante el 100 % del tiempo. Debido a los altos flujos presentados, durante 79 horas se sobrepasó el Límite de Operación Normal sin DAG. El proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" ayuda a disminuir de manera considerable el flujo de potencia por esta Compuerta de Flujo y tiene fecha de entrada en operación estimada para diciembre de 2026. ○ Finalmente, la Compuerta de Flujo Lázaro Cárdenas - Occidente, envió a la GCR Occidental 1,416.97 GWh durante el 57% del tiempo y hacia la GCR Central 917.11 GWh durante el 43% del tiempo para este periodo, sin presentar violaciones en su límite de transmisión en ningún sentido.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• En el ámbito de la GRT Occidente se cuenta con 111 bancos de transformación de potencia, de los cuales 30 corresponden a bancos trifásicos y 81 a bancos formados por unidades monofásicas, de estos últimos, el 18% (15 bancos) no cuentan con fase de reserva disponible para intercambiar en caso de falla permanente, ya sea por un posible daño o porque se trasladó a otra SE para formar nuevos bancos de transformación (Estrategia Operativa emergente por el retraso de Puesta en Servicio de Obras determinadas en el PLADESE), por lo que, es indispensable que los proyectos PLADESE instruidos se construyan oportunamente y las fases de reserva puedan regresar a su SE de origen, además, de un programa de mantenimiento para reposición de fases falladas con el fin de restituir el nivel de Confiabilidad y Flexibilidad en la operación de la RNT. • Por otro lado, en el ámbito de la GRT Central se cuenta con 24 bancos de transformación de potencia, de los cuales 4 corresponden a bancos trifásicos y 20 a bancos formados por unidades monofásicas, de los cuales, el 30% (6 bancos) no cuentan con fase de reserva disponible para intercambiar en caso de falla permanente, ya sea por falla o por traslado a otra SE para formar un nuevo banco de transformación, al igual que lo descrito para la GRT Occidental, se vuelve indispensable que los proyectos PLADESE instruidos se construyan oportunamente y las fases de reserva sean regresadas a su SE de origen, además de aplicar un programa de mantenimiento para reposición de las fases falladas con el fin de restituir el nivel de Confiabilidad en la operación de la RNT. • En general, los bancos de transformación de 400/230 kV instalados en la Zona Metropolitana de Guadalajara presentan una condición de alta utilización y dependencia para el abasto del suministro eléctrico a los estados de Jalisco y en ciertas zonas de Michoacán y Aguascalientes. Durante este año tres de los ocho bancos 400/230 kV presentaron flujos superiores al 90%: • Los meses de mayo y junio 2024 en condiciones de Red Eléctrica completa, debido a la alta demanda presentada en la Zona Metropolitana de Guadalajara, los bancos 400/230 kV de la SE Acatlán y el AT-01 de la SE Zapotlanejo superaron el 90% de su capacidad. • En noviembre, el transformador de la SE Zapotlanejo supero el 90% de su capacidad durante 13 horas. • Actualmente, se sigue utilizando la fase de reserva de la SE Aguascalientes Potencia para mantener en servicio el AT-01 de la SE Atequiza. • En la SE Tepic II los AT-03 y AT-04 de 400/230 kV (375 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 14 y 2 horas, respectivamente. Esos flujos fueron coincidentes con indisponibilidad de los bancos paralelos. Es importante mencionar que dichos bancos son la única fuente de energía eléctrica de las Zonas Tepic y Vallarta, por lo que, tales licencias ponen en riesgo la seguridad, Confiabilidad y Continuidad de la RNT para dichas zonas. Para atender la problemática en las zonas Tepic y Vallarta, el proyecto: “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta (400/230 kV)” fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2021 y actualmente tiene fecha de entrada en operación actualizada a abril de 2029. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de suministro eléctrico conforme al crecimiento de demanda descrito en el Pronóstico de Demanda por SE de las Redes Generales de Distribución, por ende, es necesario reconsiderar la inclusión acentuada de

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	nueva transformación hacia la RGD en dichas zonas. • En la región del Bajío, el AT-02 de la SE Potrerillos supero el 90% de su capacidad debido a la alta demanda presentada en la región en el mes de mayo de 2024, además de la alta aportación de reactivos hacia la Red Eléctrica en 230 kV. • En la SE Querétaro Potencia los AT-01 y AT-02 de 400/230 kV (2x375 MVA) operaron 5 y 3 horas, respectivamente con flujo por encima del 90 %. Dichas horas se presentaron durante el mes de agosto por falla en el ducto de suministro de gas para las CE Bajío y Energía San Luis de la Paz. • En la zona Zapotlán los AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE Ciudad Guzmán operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 185 y 70 horas, respectivamente. Mientras que, el AT-06 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE Acatlán que abastece de energía eléctrica a la zona Costa también operó durante 51 horas con flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, debido a demanda alcanzo durante operación normal en la Red Eléctrica, principalmente en los meses de marzo a junio. Ambas SE alcanzaron dichos flujos durante condiciones de Red Eléctrica completa. Para dar soporte de transformación y tensión en ambas zonas el proyecto "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa" incorpora un transformador con relación 400/115 kV (375 MVA), fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión, con fecha de entrada en operación a febrero de 2028. • En la zona Los Altos el AT-01 de 230/115 kV (225 MVA) de la SE San Juan Dos, estuvo operando 11 horas por encima del 90 % de su capacidad nominal en el mes de junio, esto debido a que se aplicaron Estrategias Operativas para reducir el flujo de potencia de los Autotransformadores con relación de transformación 230/115 kV de la SE Ocotlán, derivado de la indisponibilidad del T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha (fuera de servicio desde 04 de junio de 2024). Si bien los valores de flujo alcanzados se dieron por la indisponibilidad de un transformador de gran tamaño y dependencia de un solo elemento, para la zona Los Altos se tiene instruido desde 2021 el proyecto "P21-OC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos", que incrementa la capacidad de transformación de la zona y tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2028, conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por SE de las Redes Generales de Distribución. • En la SE Ocotlán el AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) opero por encima del 90 % de su capacidad nominal en los meses de abril, mayo y agosto de 2024, acumulando un total de 22 horas, siendo el mes de mayo en el que se alcanzó la mayor cantidad con 13 horas. Estos altos flujos se presentan durante las 20 y 22 horas mayormente, coincidiendo con un alto despacho en las CH El Cajón, Aguamilpa y La Yesca. • En los meses de mayo y junio de 2024 los transformadores T-03 y T-04 de 230/69 kV (2x100 MVA) de la SE Acatlán, estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 18 y 4 horas, respectivamente. Esta demanda se alcanzó durante operación normal en la red, con la Estrategia Operativa de unir las LT Acatlán – 93230 – Guadalajara I y Guadalajara I – 93810 – Colón para disminuir flujo de potencia en los transformadores de la SE Guadalajara I aplicada desde el 24 de marzo de 2024.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• Durante el mes de enero se presentó una sobrecarga en el banco de transformación de la SE Acatlán (T-03 debido a indisponibilidad del T-04), mientras que en los meses de septiembre y octubre se presentó un flujo superior al 90% en el T-03 por la misma situación. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa en Red Eléctrica en 230 kV para evitar la posible saturación de los transformadores, tanto en Red Eléctrica completa, como ante contingencia de banco, además se tiene el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2016 y con fecha de entrada en operación actualizada a noviembre de 2026, conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • En la SE Guadalajara I, a partir del26 de marzo de 2024 se tiene aplicada de manera permanente la Estrategia Operativa de unir LT Acatlán – 93230 – Guadalajara I y Guadalajara I – 93810 – Colón para disminuir el flujo de potencia en los transformadores. Aún con la estrategia aplicada, en los meses de mayo, junio y agosto se presentaron 58 y 99 horas totales por encima del 90% de su capacidad, mientras que se presentaron 10 y 12 horas por encima del 90% en el mes de noviembre. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa en la Red Eléctrica 230 kV para evitar la posible saturación de los transformadores tanto en Red Eléctrica completa como ante contingencia de banco, además se tiene el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2016 y con fecha de entrada en operación actualizada a junio de 2026. Conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de transformación de 230/69 kV, por lo que se tendrán que aplicar Estrategias Operativas para racionar el suministro de energía eléctrica. En la SE Guadalajara II los transformadores T-03 y T-04 de 230/69 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 706 y 378 horas, 8% y 4.3% del año, respectivamente. En comparación con el periodo anterior, se disminuyó el número de horas que operaron por encima del 90% de su capacidad, debido a que desde el mes de enero 2024 se aplicó una Estrategia Operativa permanente en 69 kV con el fin de evitar que se supere el 100% de la capacidad en Red Eléctrica completa y, además, se tiene implementado un EAR ante disparo de transformador. Para solventar esas problemáticas se tiene el proyecto "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)" que incorpora un transformador adicional con relación de 230/69 kV de 100 MVA en la SE Guadalajara II, instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2020 con fecha de entrada en operación actualizada para julio de 2027. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por SE de las Redes Generales de Distribución. Cabe mencionar que el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" también ayuda a disminuir flujo por la transformación 230/69 kV de la SE Guadalajara II ya que se transfiere la carga de la SE Las Pintas a la nueva SE Guadalajara Industrial, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de Transformación de 230/69 kV, por lo que se tendrán que aplicar estrategias operativas para racionar el suministro eléctrico.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• Como consecuencia de la Estrategia Operativa aplicada para disminuir el flujo de potencia en los transformadores de la SE Guadalajara II, en el mes de junio ante falla del AT-05 230/69 kV de la SE Atequiza, los transformadores 230/69 kV de la SE Atequiza sobrepasaron el 90% de su capacidad durante 2 y 4 horas. • Los transformadores T-01 y T-02 de 100 MVA de 230/69 kV de la SE Guadalajara Oriente, operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 4 y 5 horas, respectivamente, debido a la indisponibilidad del banco paralelo. • En la SE Zapopan el transformador T-01 de 230/69 kV (100 MVA) operó 71 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido al alto flujo de reactivos desde la Red Eléctrica en 230 kV hacia la Red Eléctrica en 69 kV de la zona. Para ayudar a disminuir esta problemática, se tiene el proyecto "P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara", que añade 114 MVAr de compensación fija en la zona Metropolitana de Guadalajara y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2018 y tiene fecha de entrada en operación actualizada para septiembre de 2026. • En la SE Querétaro Potencia el AT-03 de 230/115 kV (225 MVA) presentó flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal durante 122 horas en el año, de las cuales todas corresponden al consumo normal de la zona Querétaro ya que no se encontraba algún elemento indisponible. Adicionalmente y para regular el flujo en el AT-03 se suele solicitar como unidades fuera de mérito al CC 2 de la CE El Sauz. Se tiene implementado en campo un EAR para el corte de carga en caso de contingencias. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación de 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2017, entro en operación el 15 de diciembre de 2024. • El Autotransformador AT-02 230/115 kV (225 MVA) de la SE Querétaro I, operó por debajo del 90% de su capacidad nominal durante todo el periodo. Sin embargo, se cuenta con un banco de transformación formado por fases de reserva y como una solución remedial temporal, dado los altos niveles de flujo de potencia experimentados en la transformación de la SE Querétaro I. Para solventar esta problemática y devolver las fases de reserva a sus SE de origen, se tiene el proyecto "P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)", que añade un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA, que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2017 con fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2025. • El AT-01 230/115 kV de la SE Conín, opero durante 5 horas por encima del 90% de su capacidad nominal, debido al seccionamiento de la red en 115 kV de la zona Querétaro, como Estrategia Operativa por indisponibilidad del CC 2 de la CE El Sauz. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro", que incorpora 225 MVA de transformación en la SE Conín y que fue instruido en el 2021 y tiene fecha de entrada en operación factible para diciembre de 2028.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• En la SE Santa Fe, el AT-01 230/115 (225 MVA) estuvo operando 321 horas por encima del 90 % de la capacidad nominal. Estos flujos de potencia se presentan principalmente en los meses de marzo a junio, y además en escenarios nocturnos donde no se cuenta con la generación de energía eléctrica solar interconectada en la Red Eléctrica en 115 kV de la zona. Coincide también con Estrategias Operativas aplicadas desde el 01 de enero de 2024 para evitar la saturación de los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II. Si bien los flujos de potencia alcanzados fueron por la aplicación de una Estrategia Operativa para reducir el flujo de potencia por los Autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II, para evitar la saturación de la transformación de San Luis de la Paz II, se tiene el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2019, con fecha de entrada en operación actualizada a febrero de 2028. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por SE de las Redes Generales de Distribución. Las horas de sobrecarga se presentaron previo a la aplicación de Estrategia Operativa derivado de una falla en el bus en 230 kV de la SE San Luis de la Paz II, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de transformación de 230/115 kV, por lo que se tendrán que aplicar estrategias operativas para racionar el suministro de energía eléctrica. • En la SE San Luis de la Paz II los AT-01, AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 17 horas, 30 horas y 28 horas respectivamente. Actualmente para la zona San Luis de la Paz se tiene diseñada una Estrategia Operativa en Red Eléctrica en 115 kV que segrega la Red Eléctrica con el fin de disminuir el flujo de potencia en los Autotransformadores, esta Estrategia Operativa fue aplicada desde el 01 de enero de 2024. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2019 con fecha de entrada en operación actualizada a febrero de 2028. • En la SE Carapan Potencia el AT-04 de 230/115 kV (100 MVA) operó por encima del 90 % de su capacidad nominal por 6 horas. Dichos valores se presentaron en condiciones de Red Eléctrica completa en el mes de marzo, a raíz de eso se aplicó una Estrategia Operativa para transferir la carga de la zona La Piedad hacia la zona Irapuato desde el 24 de marzo al 12 de octubre de 2024. El proyecto "P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán" que fue instruido en el 2018 por la SENER a la CFE y tiene fecha de entrada en operación factible actualizada para marzo de 2028, ayuda a descargar el flujo de potencia que circula a través de los Autotransformadores de la SE Carapan Potencia, por lo que ayuda a solventar la problemática presentada. • En la SE Morelia Potencia los Autotransformadores AT-01 y AT-02 con relación de transformación 230/115 kV (100 MVA) estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 4 y 6 horas, respectivamente, por lo que se vio la necesidad de aplicar una estrategia operativa abriendo enlace hacia GCR Central en 115 kV. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia", que incorpora 100 MVA de transformación en la SE Morelia Potencia

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	y que fue instruido en el 2024 y tiene fecha de entrada en operación factible para noviembre de 2030. • El AT-01 de la SE León IV ha presentado alto flujo de potencia en los meses de abril a junio, debido a la indisponibilidad del bus en 115 kV de la SE León Malecón, se vio en la necesidad de aplicar una Estrategia Operativa de seccionamiento de la Red Eléctrica en 115 kV desde el 01 de abril de 2024 para evitar la pérdida de elementos en cascada ante contingencia sencilla (N-1) en la RNT en 115 kV. • En la SE León III los AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 2 horas cada uno. Los flujos de potencia alcanzados fueron durante condiciones de Red Eléctrica completa. Para reforzar la transformación de la SE León III que se ve impactada por los flujos de potencia de la generación de energía eléctrica desde la zona Aguascalientes hacia la zona León se tiene el proyecto "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2018 con fecha de entrada en operación actualizada a marzo de 2028. • En la SE Silao Potencia los AT-01, AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) operaron 100, 24 y 481 horas, respectivamente con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, en Red Eléctrica completa, se aplica estrategia operativa de seccionamiento de la red en 115 kV de la zona Irapuato para evitar colapso de la zona ante contingencia sencilla (N-1). Las dos horas donde se presentó sobrecarga del AT-03 durante el mes de abril, se tenía aplicada la estrategia operativa. El proyecto para resolver dicha problemática es "P24-OC2 Suministro de energía para la red eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato", instruido en el 2024 y tiene fecha de entrada en operación actualizada para diciembre de 2027. • En la SE La Pila el AT-01 de 230/115 kV (225 MVA) operó 278 horas con un flujo de potencia superior al 90 % de su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa. Se mantiene la aplicación de estrategia operativa desde el 06 de abril de 2024 para evitar colapso de la zona San Luis Potosí, por sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1). Adicionalmente, se implementó un EAR como complemento de la Estrategia Operativa para evitar sobrecarga del AT-01. Para reforzar la transformación en la Red Eléctrica de la SE La Pila se tiene el proyecto "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2020 con fecha de entrada en operación actualizada a abril de 2029. • En este periodo los AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE San Luis Potosí operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 37 y 23 horas, respectivamente, en los meses de mayo a julio y septiembre a diciembre de 2024, en condiciones de Red Eléctrica completa, se mantiene la aplicación de Estrategia Operativa desde el 06 de abril de 2024 que evita que el flujo de potencia proveniente de la zona Aguascalientes llegue directamente a la SE San Luis Potosí, sino que por medio de un bypass se conecta directamente a la SE El Potosí en Red Eléctrica en 230 kV. Adicionalmente, se implementó un EAR como complemento de la Estrategia Operativa para evitar sobrecarga de los AT-01 y AT-02. Previamente, a la Estrategia Operativa aplicada en 115 kV, se mantenía una alternativa de cambio de trayectoria de líneas de transmisión en 230 kV para disminuir el flujo de potencia a través de los Autotransformadores, sin embargo, aumentaba el flujo de potencia en la SE La Pila por lo que ya no fue suficiente para mantener

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	el suministro en la zona San Luis Potosí. Para solucionar esta problemática desde el 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P18-OC1: San Luis Potosí Banco 3 (traslado)" con fecha de entrada en operación en octubre de 2025, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de Transformación de 230/115 kV, por lo que se tendrán que aplicar Estrategias Operativas para racionar el suministro de energía eléctrica. • En la SE Villa de Reyes, el AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) estuvo operando durante una hora por encima del 90 % de su capacidad nominal, esto coincide con la apertura de la LT La Pila – 73660 – Logistik como Estrategia Operativa para reducir el flujo de potencia sobre el AT-01 de la SE La Pila, mientras se presentaban las demandas máximas de la Gerencia. Al igual que en la SE La Pila, el proyecto para solventar dicha problemática es el "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí". • En la SE Zacatecas II, el AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 2 horas ya que en abril de 2024 se presentó una falla en el bus en 230 kV de la SE Calera, dejando indisponibles los tres Autotransformadores 230/115 kV de dicha SE. • En lo general, derivado a que no se ha puesto en servicio ningún elemento de transformación adicional, considerando los proyectos instruidos por la SENER, 44 de los 135 bancos de transformación de potencia en los niveles de tensión 400-69 kV (33%) operan por encima del 90% de su capacidad nominal, de los cuales al menos 5 sobrepasaron el 100% de su capacidad. Con estos niveles de carga, no es posible el cumplimiento del Código de Red bajo la Categoría B (N-1), resultado de ello, propicia aplicar estrategias operativas para separar Redes Eléctricas malladas, proliferación de EAR emergentes, operar grandes bloques de carga con alimentación radial y el deterioro de la flexibilidad y Seguridad Operativa del SEN, a su vez es de relevancia considerar que ante la falta de inclusión de elementos de transformación a la RNT, se identifica que se pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por SE de la Red General de Distribución. • Por último, y derivado del crecimiento de aproximadamente 4% en la demanda máxima del 2024, respecto a la del 2023, es indispensable que todos los equipos de transformación, incluyendo las fases de reserva, en el ámbito de la GCR Occidental sean puestos en servicio con el fin de soportar los incrementos de demanda esperados para los próximos años, así como poner en servicio los bancos de transformación instruidos en el PRODESEN, en su defecto, se identifica que considerando el crecimiento de la demanda establecida, será poco factible abastecer la demanda a esa tasa de crecimiento, comparado con la inclusión de transformación en la RNT, reto principal que afrontará el SEN en la Región Occidental, la cual abastece aproximadamente al 26 % de la demanda eléctrica del País.
COMPENSACIÓN	• Los perfiles promedio de tensión en la Red Eléctrica en 400 kV durante los periodos de demanda máxima (mayo y junio) de la Gerencia mantienen una tendencia similar a años pasados, excepto para las zonas de operación de transmisión Bajío y los perfiles promedio

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

COMPENSACIÓN	de tensión en la Red Eléctrica en 400 kV durante los periodos de demanda máxima (mayo y junio) de la GCR Occidental, mantienen una tendencia similar a años pasados. Las SE Potrerillos y Las Fresas tuvieron una reducción promedio de tensión de 0.5 kV en el perfil promedio de tensión comparado con el año 2023, mientras que las SE Santa María, Querétaro Potencia y Querétaro Potencia Maniobras muestran un aumento del perfil promedio de tensión de aproximadamente 2.0 kV comparado con el mismo periodo, estas disminuciones se presentan principalmente en el mes de mayo que es cuando se alcanzó la Demanda Máxima Coincidente de la Gerencia y derivado a los grandes bloques de energía eléctrica importada del Norte del país que en cierta medida fluye hacia la región central. • En algunas SE de la Red Eléctrica en 400 kV se superaron sus Límites Operativos por alta tensión, entre las que se encuentra la SE Mazamitla con 109 horas, Salamanca con 136 horas, Querétaro Potencia Maniobras con 4 horas, El Potosí, El Salero y Tapeixtles con 2 horas cada una. • En la Red de Eléctrica en 400 kV, desde el 27 de marzo del 2023 se tiene fuera de servicio el RE-01 de 50 MVAr y desde el 28 de febrero de 2024 el RE-02 de 50 MVAr de la CE La Yesca, además el CEV de Acatlán se encuentra limitado por licencia prolongada y solo tiene de capacidad de absorber 180 MVAr (inductivos). • En la Red Eléctrica en 230 kV, de la ZOT Bajío, se han tenido SE con tiempos de operación por debajo de 1.0 pu, sin llegar a valores inferiores a 0.95 pu. como son León IV, Silao Potencia, Celaya III, Celaya II, León I, León III, Potrerillos e Irapuato, de las cuales la más afectada fue León IV, la cual se mantuvo aproximadamente el 85% del año por debajo del nivel de tensión en 230 kV, clara indicación del incremento de demanda de la zona Bajío. Durante el verano (mayo y junio) las SE que presentaron una disminución de tensión promedio fueron Silao Potencia y León IV con 0.2 kV y 0.4 kV, respectivamente, derivado de lo anterior, se hace urgente la puesta en servicio del Proyecto “P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío” instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2019, con fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2025 • En la Red Eléctrica en 230 kV de la ZOT Centro Norte, se presentaron tensiones con la misma tendencia que años anteriores. Las SE con un mayor porcentaje de tiempo por debajo de 1.0 pu. durante el 2023 fueron: Fresnillo Potencia con 47%, San Luis Potosí con 19% del año, Zacatecas II con 17%, Charcas Potencia con 14% y Calera con 9%, no se presentaron tiempos de operación por debajo de 0.95 pu. Fresnillo si bajo de 0.95 pu. en abril. • En la Red Eléctrica en 230 kV de la ZOT Sauz - Querétaro se presentó un perfil de tensión similar a los años anteriores. Las SE con mayor parte del año que tuvieron tensiones por debajo de 1.0 pu. son Santa Fe con 49% del año, Querétaro I con 33% y Conín con 13%. En general se presentaron mejores condiciones ya que se concluyó en su totalidad el proyecto “P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro” y parte del proyecto “Compensación Capacitiva de Occidente”.

... Continuación

CUADRO 4.1.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

COMPENSACIÓN	• En la Red Eléctrica en 230 kV de la ZOT Jalisco-Nayarit se tienen tiempos de operación menores al 24% del año por debajo de 1.0 pu., los nodos con mayor tiempo bajo esta condición son las SE Ocotlán, Ciudad Guzmán, Tesistán y Vallarta Potencia. • Por último, el nivel de tensión de las barras en 230 kV de la SE Morelia Potencia y Uruapan Potencia pertenecientes a la ZOT Centro Occidente, muestra tiempos del 7% y 30% del año por debajo de 1.0 pu., respectivamente. • Durante 2024, se realizó la instalación y puesta en operación de 14 bancos de capacitores en la red en 115 kV y 69 kV con un total de 255.6 MVAr: dos (30 MVAr) fueron instalados como obra de refuerzo de nuevos centros de carga y el resto a cargo de CFE-Transmisión, de los cuales tres (75 MVAr) pertenecen al proyecto instruido "P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro" el cual se concluyó en su totalidad y siete (150.6 MVAr) al proyecto instruido "Compensación Capacitiva de Occidente" donde aún se tiene pendiente la puesta en servicio de un capacitor (22.5 MVAr). • Debido a la utilización de celdas para la conformación de un banco de capacitores en la SE Boquilla de la zona Ixmiquilpan, a la fecha se mantiene con una capacidad disminuida el banco de capacitores de la SE Colinas de Apaseo, por lo que, solo se tienen disponibles 22.5 MVAr de los 30 MVAr originales. • En la SE La Pila 230 kV se encuentra instalado un Compensador Estático de VAR, de una capacidad 100(cap.)/70(ind.) MVAr, el cual se encuentra bajo licencia desde noviembre de 2021 (acumulando un periodo de 35 meses en esta condición), por lo que se tiene una capacidad disponible de 5(cap.)/60(ind.) MVAr; derivado de las continuas fallas, se incluyó su modernización dentro del proyecto "Proyecto de Inversión de CEVs para CFE-Transmisión 2018-2021" y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2018 con fecha de entrada en operación actualizada a mayo de 2028 conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • Derivado de la topología de la Red Eléctrica de la zona Minas, en este periodo se implementaron dos EAR para evitar el colapso de tensión en la zona ante contingencia sencilla (N-1) de líneas de transmisión durante periodos de alta demanda o bajo despacho de la CH Santa Rosa. Para solventar esta problemática se instruyó el proyecto "P21-OC4 Soporte de tensión para la zona Minas", instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2021, con fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2028. • Finalmente, se mantendrán problemas de bajas tensiones en redes radiales de gran longitud en las zonas de Matehuala, Aguascalientes y Zacatecas, que requieren adición de Infraestructura de Transmisión en lugar de compensación, o bien elementos de compensación dinámicos, en cualquiera de los dos casos, representan grandes inversiones, sin embargo, se acentuarán los conflictos de baja tensión más allá de lo que establece el Código de Red.

CUADRO 4.1.4. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

GENERACIÓN	• Hasta el 31 de diciembre de 2024 se cuenta con 19 CE FV que han entrado en operación con una capacidad total de 1,544 MW. • La demanda máxima de esta Gerencia se presentó el 11 de septiembre de 2024 a las 17:00 horas con 5,888 MWh/h y la exportación neta integrada fue de 320 MW/h. • La condición de generación de energía eléctrica relevante el día de la demanda máxima de esta Gerencia fue la siguiente: Las CCC con 3,818 MW, considerando CCC Empalme con 600 MW/h, la CCC Topolobampo Dos 780 MW/h. Las CH con una capacidad de 941 MW con una generación total de 9 MW/h. Las CE FV con una generación de 1190 MW/h. Las CE térmicas de gas y/o combustóleo con 653 MW/h, de un total de los 2,052 MW de Capacidad Instalada. Las CE TG de baja eficiencia fuera de servicio. • En la condición de la demanda máxima del SIN, la Gerencia se encontraba con una exportación neta de 1,050 MWh/h, equivalente al 21% de la demanda de la GCR Noroeste que era de 5,020 MWh/h.
TRANSMISIÓN	• En condiciones de demanda mínima de la Gerencia, se presenta saturación en las Compuertas de Los Mochis a Guamúchil/Culiacán y Mazatlán a Tepic, derivado de la alta generación de energía eléctrica de las CCC Empalme Uno, Empalme Dos y la generación de CE FV. • La Compuerta de Flujo Los Mochis a Guamúchil/Culiacán del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, comenzó a presentar un flujo de potencia activa por encima de su Límite Operativo Normal, registrando 69.4 horas en Estado Operativo de Alerta, con un valor máximo de flujo de potencia activa de 2,098 MW, esta problemática se solventará con el proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. Este proyecto ha sido instruido por SENER a CFE-Transmisión para su construcción y tienen una fecha factible de entrada en operación en marzo de 2026. • La Compuerta de Flujo Mazatlán a Tepic registró del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024: 37.1 horas en Estado Operativo de Alerta con flujo de potencia activa por encima de su Límite Operativo Normal, con un valor máximo de 1,483 MW, esta problemática se solventa con el proyecto I20-SIN1 (instruido por SENER a CFE-Transmisión) que considera la LT Mazatlán Dos – Tepic Dos en 400 kV, así como compensación dinámica en la SE Mazatlán Dos. • Derivado de la ratificación por parte de CFE-Transmisión en la reducción de los Límites Operativos en las LTCPS en 115 kV, se ha registrado un incremento significativo y acumulativo de horas de sobrecarga con Red Eléctrica completa en 15 Líneas de Transmisión con nivel de tensión en Red Eléctrica de 115 kV: LT Hermosillo Cinco – 73100 – Dynatech, LT Bácum – 73930 – Providencia, LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro, LT Hermosillo Cuatro – 73000 – Hermosillo Seis, LT Louisiana – 73230 – Centenario, LT Hermosillo Cuatro – 73700 – Portales, LT Hermosillo Dos – 73M20 – Portales, LT Hermosillo Cuatro – 73070 – Hermosillo Nueve, LT Providencia – 73990 – Ciudad Obregón Dos, LT Mazatlán Dos – 73K00 – Mazatlán Aeropuerto, LT Dynatech – 73D20 – Rolando García Urrea, LT Nogales Aeropuerto – 73640 – Industrial San Carlos, LT Hermosillo Cuatro – 73060 – Río Sonora, LT Culiacán Tres – 73880 – Isla Musala, LT Culiacán Uno – 73J00 – Jaime Sevilla Poyastro, y sobrecargas aún mayores ante contingencia sencilla (N-1), para solventar esta problemática se requieren los proyectos “P19-NO2, Solución a las restricciones de

... Continuación

CUADRO 4.1.4. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

TRANSMISIÓN	capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste", que consiste en la sustitución de Líneas de Transmisión que contienen tramos con Cable de Potencia Subterráneo en 31 Compuertas de Flujo en las zonas Nogales, Hermosillo, Ciudad Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán, y adicionalmente el proyecto "P20-NO7, Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán", que considera la sustitución de 11 Líneas de Transmisión con tramos subterráneos que presentan problemática de sobrecarga, ambos proyectos han sido instruidos por SENER a CFE-Transmisión para su construcción, sin embargo se han venido diferido en varias ocasiones y no se han construido, actualmente las fechas factibles son junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación de los proyectos mencionados, afectando la Confiabilidad en la Región Noroeste durante las condiciones de verano de cada año.
TRANSFORMACIÓN	• En la zona Caborca en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, los equipos de transformación AT-01 y AT-02 de la SE Seis de Abril de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 219 y 168 horas respectivamente, por arriba del 90%. El proyecto instruido "P20-NO1" incrementará la capacidad de transformación con una nueva SE Mar de Cortes, con lo cual se solucionarán estas problemáticas. Actualmente, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE-Transmisión es agosto de 2027. • En la zona Hermosillo, el 20 de mayo de 2024, se instaló de manera provisional el AT-02 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA, la maniobra consistió en el traslado del AT-1 de SE Esperanza de 252 MVA a la SE Hermosillo Lomas, a su vez se trasladó el AT-1 de SE Cananea de 100 MVA a la SE Esperanza, esto para solventar la problemática presentada en años anteriores de sobrecarga en el AT-01, se ha instruido el proyecto "P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo" que incrementará la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE-Transmisión es para julio de 2027. • En la zona Mazatlán los AT-04 y AT-05 de la SE Mazatlán Dos de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 849 y 1,586 horas por arriba del 90 % respectivamente y el AT-02 de El Habal operó con 57 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024. SENER ha instruido a CFE-Transmisión la realización del proyecto "P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la zona Mazatlán" que incrementará la capacidad de transformación en la SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE-Transmisión para abril de 2027. • En la zona Los Mochis, el AT-01 de Los Mochis Industrial de 230/115 kV de 225 MVA operó con 297 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, SENER ha instruido a CFE-Transmisión la realización del proyecto "P22-NO1 Incremento de capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis" que incrementará la capacidad de transformación en la zona de influencia de esta problemática, con lo cual se solucionarán los problemas de ambas zonas, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE-Transmisión para diciembre de 2028.

... Continuación

CUADRO 4.1.4. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

TRANSFORMACIÓN	• En la zona Obregón, el AT-04 de la SE Ciudad Obregón Tres operó 91 horas, los AT-01 y AT-04 de la SE Ciudad Obregón Cuatro operaron 52 y 56 horas, respectivamente, y el AT-01 y AT-02 de la SE Pueblo Nuevo operaron 36 y 32 horas, respectivamente por arriba del 90 % de su capacidad nominal durante el periodo del 1 de septiembre de 2023 al 31 de agosto de 2024.
COMPENSACIÓN	• en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, en las barras de tensión en 400 kV de SE Mazatlán Dos, se registraron 1,557 horas por arriba del nivel de tensión de 420 kV. SENER ha instruido a CFE-Transmisión la construcción del proyecto "P20-NO6 Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la zona Mazatlán", que considera adicionar compensación inductiva en la SE Mazatlán Dos, y con el proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" que han sido instruidos por SENER a CFE-Transmisión para su construcción, el cual considera compensación dinámica en SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática. • Se presentaron tensiones por encima del nivel de 420 kV en las SE Seri, Empalme CC y Bácum, se registraron 841, 1,645 y 1,401 horas respectivamente en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024. Esta problemática se solventa con el proyecto "P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri" que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión para su construcción con fecha factible de entrada en operación de abril de 2025.

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

GENERACIÓN	• La demanda máxima instantánea de la GCR Norte en 2024 fue de 5,570 MW el 05 de junio de 2024 a las 17:22:55 horas, lo que representa un crecimiento del 0.5%, la Gerencia se encontraba con una exportación neta de 407 MW y el despacho de generación de la siguiente manera: ○ FV: 907 MW ○ CC: 3,236 MW ○ Térmica Convencional: 835 MW ○ HI: 12 MW ○ CI: 107 MW ○ TG: 17 MW • En 2024 se encontraba en pruebas eléctricas una nueva CE FV con capacidad de 100 MW, con fecha de entrada en operación comercial del 30 de octubre de 2024. Considerando a esta CE FV, la GCR Norte cuenta con un total de 39 CE FV en operación para una capacidad total de 2,192 MW.
TRANSMISIÓN	• En demandas medias y altas en la ZOT Laguna, al evaluar la pérdida de generación de energía eléctrica en la CCC Iberdrola Laguna, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica en 115 kV que podría originar el disparo de varias Líneas de Transmisión en cascada, pudiendo llevar a la ZOT Laguna al colapso. Para mitigar el riesgo que esto suceda, se realiza seccionamiento de la Red Eléctrica en 115 kV, disminuyendo la Confiabilidad de la RNT.

... Continuación

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSMISIÓN	• Para resolver esta problemática, se tiene instruido el proyecto "P16- NT1 Zona La Laguna", que consiste en la instalación de un banco de 375 MVA, 400/115 kV, que incluye la construcción de nuevas Líneas de Transmisión y la recalibración de otras en la Red Eléctrica en 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de diciembre de 2024; el proceso del proyecto tiene un avance del 84% conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • En 2024 se presentó congestión en las Compuertas de Flujo que interconectan las GCR Norte, Noroeste y Noreste. Para resolver estas problemáticas se realizó una propuesta de proyecto integral de ampliación en la RNT, con el nombre "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con la GCR Occidental y Norte", el cual consisten en incrementar la capacidad de transmisión en las Compuertas de Flujo Norte-Sur. Este proyecto fue dividido en Fases y Etapas. La Fase 1 consiste en la instalación de elementos de compensación dinámica STATCOM en la Red Eléctrica en 400 kV de la SE Mazatlán y SE Primero de Mayo ambos de +300/-300 MVAr, en la Red Eléctrica en 230 kV de la SE Seri de +200/-200 MVAr y SE Nuevo Casas Grandes de +300/-300 MVAr. La Fase 2 consiste en la construcción de LT en la Red Eléctrica de 230 y 400 kV de la GCR Noroeste a la Occidental. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2021 con fecha de entrada en operación actualizada de enero a marzo de 2026 con un avance: Fase 1 del 33.6%, la Fase 2 Etapa 1 50.7%, Fase 2 Etapa 2 36.9% y Fase 2 Etapa 3 del 17.0% conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • Derivado de la incorporación de generación de energía eléctrica en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia activa en las Compuertas de Flujo Norte hacia el Sur de la GCR Norte, así como hacia la GCR Noreste, principalmente en escenarios vespertinos en donde se tiene la aportación de las CE FV. Debido a lo anterior, en 2024 se ha presentado la saturación de las Compuertas de Flujo que interconectan las ZOT Juárez, Chihuahua, Camargo y Laguna. En escenarios nocturnos sin la generación de energía eléctrica solar, el flujo de potencia se invierte provocando la saturación de las Compuertas de Flujo de la GCR Noreste hacia la GCR Norte. • Cabe destacar que la GCR Noroeste, Norte y Noreste cuentan con un gran potencial de generación de energía eléctrica renovable, principalmente FV y EO. Actualmente se tienen contratos de interconexión para la incorporación de Energías Limpias FV y EO que entran en servicio los próximos años, además de proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica que se incorporan al SEN, lo que puede generar problemas de saturación en algunas Compuertas de Flujo actuales de las GCR Noroeste, Norte y Noreste. Para resolver estas problemáticas se realizó una propuesta de proyecto de ampliación en la RNT, con el nombre proyecto "I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de generación Noroeste-Norte", el cual consiste en incrementar la capacidad de transmisión en las Compuerta de Flujo Noroeste-Norte-Noreste. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2023 con fecha de entrada en operación de octubre de 2029. • Es importante destacar que derivado al efecto Nearshoring después de la pandemia COVID-19, especialmente en la parte norte del país; en la Zona Urbana de Ciudad Juárez del estado de Chihuahua se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la Red Eléctrica en 115 kV, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto

... Continuación

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSMISIÓN	instruido “P19-NT1 Terranova Banco 2” y/o “P22-NT1 Paso del Norte Banco 2”. En tanto no se construyan dichos proyectos instruidos las solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la zona Urbana de Ciudad Juárez estarán condicionadas a la entrada en operación de dichas obras. Actualmente, se han presentado nuevas solicitudes con punto de conexión en la Red Eléctrica en 230 kV, lo anterior para evitar retrasos en sus proyectos de conexión. La fecha de entrada en operación de dichos proyectos instruidos el P19-NT1 fue en diciembre de 2024 y el P22-NT1 es junio de 2026 respectivamente, conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • Derivado del crecimiento normal de la demanda y al incremento de solicitudes de conexión en la zona Urbana de Juárez, se incrementará el flujo de potencia en las Líneas de Transmisión en 230 kV que van de las CE a los Centros de Carga, ante la indisponibilidad de alguna de ellas se presentara sobrecarga en otra Línea de Transmisión. Por tales motivos para resolver estas problemáticas se presenta la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en la Red Eléctrica en 230 kV, se realizó una propuesta de proyecto de ampliación en la RNT con el nombre proyecto “P24-NT1 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez”, este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2024 con fecha de entrada en operación de diciembre de 2030 de acuerdo con la información proporcionada por CFE-Transmisión. • De forma similar, en la ZOT Laguna, el crecimiento normal de la demanda y el incremento de solicitudes de conexión de Centros de Carga de importantes empresas y parques industriales han generado nuevas necesidades. Estas empresas y parques industriales están alimentados por las SE Torreón Sur y Gómez Palacio en el nivel de tensión en 115 kV. Estas SE no solo son cruciales para la región, sino que también reciben la mayor parte de la generación proveniente de CE interconectadas en la Red Eléctrica en 400 kV, 230kV y 115 kV. • De acuerdo con los pronósticos para 2028, ante la contingencia sencilla (N-1), se presentarán sobrecargas en las ZOT Laguna en 115 kV que forman anillos entre las SE Torreón Sur y SE Gómez Palacio. Para abordar estas problemáticas, se ha propuesto un proyecto de ampliación en la RNT, denominado proyecto “P24-NT2 Aumento en la Capacidad de Subtransmisión en Zona Laguna”. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2024, con una fecha de entrada en operación prevista para diciembre de 2030 de acuerdo con la información proporcionada por CFE-Transmisión. • A raíz del crecimiento de la carga y el retraso en la entrada en operación de proyectos de Ampliación y Modernización instruidos por la SENER al Transportista, se ha visto comprometida la confiabilidad en la RNT, incrementado el riesgo de afectación de carga ante alguna eventualidad en la Red Eléctrica. Como acción emergente se han implementado EAR y EPS acción necesaria para mantener el Suministro Eléctrico, pero degradando la Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la RNT. Es necesario destacar que, de seguirse presentando retrasos en la construcción de los proyectos instruidos el número de EAR/EPS irá en aumento.

... Continuación

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSFORMACIÓN	• En la ZOT Laguna, la contingencia sencilla (N-1) de la transformación de la SE Torreón Sur ante diferentes despachos de generación de energía eléctrica de la CE CC Iberdrola Laguna (538 MW), provocaría sobrecarga en los Autotransformadores y la Red Eléctrica en 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT. Actualmente, se realiza la Estrategia Operativa de abrir 11 LT en 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia. Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto "P16-NT1 Zona La Laguna" de un banco de transformación de 375 MVA 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva Línea de Transmisión y la recalibración de otras en la Red Eléctrica en 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020, pero se ha ido posponiendo y está en operación desde marzo de 2025 conforme a la información proporcionada por CFE-Transmisión. • Los Autotransformadores AT-97 y AT-99 de capacidad de 100 MVA cada uno y relación de transformación 230/100 kV en la SE Moctezuma, presentaron cargas máximas de 112% y 115% respectivamente. Los Autotransformadores AT-97, AT-98 y AT-99 de capacidad de 100 MVA cada uno y relación de transformación 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes, presentaron cargas máximas de 113%, 114% y 110% de su capacidad nominal respectivamente, realizando afectaciones manuales para disminuir su carga. En febrero de 2021 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma", el cual consiste en la instalación de un Autotransformador de 225 MVA 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar y compensación de 105 MVAr en el nivel en 115 kV, distribuido en varias SE de la región con fecha de entrada en operación de agosto de 2027 conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. Cabe destacar que actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región, mismas que se encuentran condicionados a la entrada en operación de las obras instruidas mencionadas. Con el objetivo de reducir la carga en los Autotransformadores de las SE Moctezuma y SE Nuevo Casas Grandes, el 23 de agosto de 2024 se llevó a cabo la instalación de un Autotransformador provisional de 100 MVA relación 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar AT-01. Sin embargo, esta medida no será suficiente. En la zona de Moctezuma-Casas Grandes se han presentado disparos de circuitos de distribución por sobrecarga de transformadores de alta a media tensión, principalmente en las SE de Janos, Casas Grandes y Monteverde. Para solventar esta problemática se tiene obras de Ampliación en las RGD del MEM, como son la SE El Capulín, Buenavista y Lebarón las cuales se encuentran en construcción con del 40% en promedio. • En 2018 se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga en los Autotransformadores de dicha SE, actualmente este transformador ha sido retirado para llevar a cabo trabajos de instalación de un autotransformador provisional de 100 MVA, 230/115 kV (Chihuahua Norte AT-04), este entró en operación en marzo de 2023. Sin embargo, esta medida no fue suficiente. • En el último año, los dos Autotransformadores de capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-04, AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 98%, 95% y 99% respectivamente y los dos Autotransformadores de capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 104% y 106% respectivamente.

... Continuación

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSFORMACIÓN	El retraso de la construcción del proyecto "Chihuahua Norte Banco 5" y "Ávalos Banco 3 (traslado)" impacta en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la zona urbana de Chihuahua. Actualmente se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación del proyecto instruido. El proyecto "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5" y "Ávalos Banco 3 (traslado)", en el cual se considera la instalación de un Autotransformador de 300 MVA 230/115 kV en la SE Chihuahua Norte y el traslado de un Autotransformador de 100 MVA 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE Ávalos, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021. Sin embargo, el proyecto tiene un avance del 100% y actualmente se encuentra en operación con una fecha de entrada en operación del 6 de octubre y 8 de diciembre de 2024, respectivamente. • El 21 de abril de 2024, el Autotransformador AT-99 de capacidad de 300 MVA y relación de transformación 230/115 kV de la SE Terranova presentó valores máximos de sobrecarga del 100 % de su capacidad nominal, además de que los Autotransformadores de la SE Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4X100 MVA) han presentado cargas por arriba del 95%. El disparo de este Autotransformador provocaría la sobrecarga en la Red Eléctrica en 115 kV de la LT Reforma – 73290 - Torres, lo que puede provocar el colapso de la región. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial de la región de Ciudad Juárez. En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P19-NT1 Terranova Banco 2", que consiste en la instalación de un nuevo Autotransformador de 300 MVA de 230/115 kV en la SE Terranova, CFE-Transmisión reporta fecha de entrada en operación para diciembre de 2024. Actualmente se encuentra en operación con un avance del 100%. • Actualmente para soportar la contingencia sencilla (N-1) de un Autotransformador en la SE Paso del Norte se solicitó a CFE-Transmisión la implementación de un EAR, afectando carga de tipo residencial e industrial. En junio de 2022 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2", que consiste en un nuevo Autotransformador de 300 MVA con relación de transformación 230/115 kV, con fecha de entrada en operación de octubre de 2026 conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. Cabe destacar que se tienen un número importante de solicitudes de conexión de Centros de Carga de tipo industrial en la zona urbana de la ZOT Juárez, condicionadas a la entrada en operación de dichos proyectos instruidos. • Los Autotransformadores de la SE Durango Dos (2x100 MVA) han presentado cargas por arriba del 90 % de su capacidad nominal. Ante el disparo de cualquiera de los Autotransformadores provoca la sobrecarga del paralelo por arriba del 20 %, para mitigar esta problemática, se solicitó a CFE-Transmisión la implementación de un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial y residencial de la ZOT Durango. Sin embargo, esta medida no será suficiente para los próximos años. • Derivado del incremento considerable en la demanda para los próximos años en la zona Urbana de Durango, Juárez, Chihuahua, Laguna y la región Cuauhtémoc, en 2030 y/o 2031 se presentará la necesidad de proponer Obras de Ampliación para incrementar la capacidad de transformación de 230/115 kV.
COMPENSACIÓN	• En 2023 y 2024 se presentaron problemas de baja tensión en la región de Mesteñas. La tensión en esta región es muy sensible a los cambios de carga, principalmente bombeo

... Continuación

CUADRO 4.1.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

COMPENSACIÓN	para riego agrícola a través de motores de inducción, lo que ha ocasionado en demandas altas con Red Eléctrica completa la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al operar el esquema de baja tensión y desconectar carga, la tensión se eleva y entonces operan los esquemas por alta tensión (PR-59) de los bancos de capacitores, lo que trae como consecuencia, variaciones importantes en la tensión de las SE de esa región. Debido a estas condiciones no será posible otorgar nuevos servicios o incrementos de carga en la región. Para resolver dicha problemática, en febrero de 2021 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P20-NT1 Soporte de tensión para la región Mesteñas" propuesto por el CENACE que consiste en la instalación de compensación dinámica en la SE Oasis en el nivel de tensión en 115 kV y la Instalación de compensación fija en el nivel de tensión en 115 kV en las SE Mesteñas y El Trébol con fecha de entrada en operación de febrero de 2028 conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión. • Debido al crecimiento que la demanda ha venido presentando durante los últimos años en la zona de Moctezuma-Casas Grandes, principalmente bombeo para riego agrícola, así como el crecimiento esperado para los próximos años, se presentarán tensiones menores a las establecidas en el Código de Red. La topología de la Red Eléctrica provoca problemas para la regulación de tensión en la región, ocasionando en algunos escenarios la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al igual que se mencionó en el apartado de Transformación, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma", con la finalidad de resolver tanto los problemas de saturación en la transformación como las bajas tensiones en esta región, dicho proyecto tiene fecha de entrada en operación actualizada por CFE-Transmisión de agosto de 2027. • Debido al crecimiento de la demanda que se ha presentado y que se espera para los próximos años en la ZOT Chihuahua, Camargo, Laguna y Durango, en el PAMRNT se presentó la necesidad de proponer la instalación de bancos de capacitores en el nivel de tensión en 115 kV, con la finalidad de resolver problemas de bajas tensiones en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla (N-1). Proyecto "P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua", "P22-NT3 Soporte de Tensión en la zona Camargo", "P23-NT1 Soporte de tensión zona La Laguna red en 115 kV" y "P23-NT2 Soporte de tensión zona Durango red en 115 kV". • Actualmente derivado al crecimiento normal de la demanda en la zona de Cuauhtémoc, se han presentado tensiones menores a los establecidos en el Código de Red. La topología de la Red Eléctrica provoca problemas para la regulación de tensión en la región, ocasionando en algunos escenarios operativos con Red Eléctrica completa (sin contingencia), la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Esta condición empeorara para los próximos años y ante contingencia sencilla (N-1) pudiendo llevar a la región al colapso. Para resolver esta problemática se presenta la necesidad de proponer una obra de ampliación en la región la cual consiste en la instalación de compensación dinámica STATCOM.

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

GENERACIÓN	• Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre del 2024 entraron en operación comercial las siguientes CE: o CE EO Energía Limpia de Amistad II, con una capacidad de 99 MW, en la Zona Piedras Negras. o CE EO Fenicias, con una capacidad de 168 MW, en la Zona Reynosa. o CE Autoabasto LFGE García, de tecnología biogás con una capacidad de 1 MW, en la Zona Monterrey. o CE Autoabasto LFGE Cadereyta, de tecnología biogás con una capacidad de 1 MW, en la Zona Monterrey. o CE EO Amistad III, con una capacidad de 99 MW en la Zona Piedras Negras. • En el escenario de la demanda máxima del SIN, ocurrido el 05 de junio de 2024 a las 16:50:13, se presentaron las siguientes condiciones: o La demanda máxima fue de 11,278 MW. o Generación de energía eléctrica total de la GCR con 11,591 MW. o Generación de energía EO con 26 CE generando un total de 1,121 MW. o Generación de energía FV con 9 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 369 MW y 570 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 844 MW, 427 MW y 287 MW, respectivamente. o Las CCC Tamazunchale y Altamira V con 1,121 MW y 1,052 MW, respectivamente. o Fuera de servicio la unidad U1 y U2 de la CE Altamira; las unidades U1 y U2 de la CE Río Bravo y las unidades U3 y U4 de CE Dulces Nombres. • En el escenario de demanda máxima de la GCR Noreste, se presentó un valor de demanda de 11,622 MW, ocurrido el 27 de mayo de 2024 a las 14:49:05 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: o Generación de energía eléctrica total de la GCR con 12,556 MW. o Generación de energía EO con 26 CE generando un total de 856 MW. o Generación de energía FV con 10 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 380 MW y 402 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 859 MW, 434 MW y 304 MW respectivamente. o Las CCC Tamazunchale, Altamira III, IV y Altamira V con 1,173 MW, 1,053 MW y 1,104 MW, respectivamente. o Fuera de servicio las unidades U1 y U2 de la CE Altamira; las unidades U1 y U2 de la CE Río Bravo y las unidades U3 y U4 de CE Dulces Nombres. • En el escenario de demanda mínima de la GCR Noreste, se presentó un valor de demanda de 3,690.2 MW, ocurrido el 01 de enero del 2024 a las 09:57:25 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: o Generación de energía eléctrica total de la GCR fue de 6,217 MW. o Generación de energía EO con 24 CE generando un total de 252 MW. o Generación de energía FV con 14 MW. o En la Zona Coahuila, las CE Carbón Dos y Río Escondido con 179 MW y 294 MW de generación, respectivamente. o En la Zona Metropolitana de Monterrey, las CE Dulces Nombres Dos, Álcali, Termo Eléctrica Pesquería, Noreste y El Carmen con 240 MW, 234 MW, 923 MW, 220 MW y 488 MW de generación de energía eléctrica, respectivamente.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

GENERACIÓN	○ En la Zona Huasteca, las CE Altamira III, IV, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, y Cogeneración Altamira con 532 MW, 102 MW, 247 MW y 358 MW, respectivamente. ○ En la zona Frontera las CCC Anáhuac, Río Bravo Tres y Río Bravo Cuatro con 313 MW, 423 MW y 424 MW, respectivamente. ○ Las principales CE no sincronizadas a la Red Eléctrica fueron: El Clérigo, Tamazunchale, Altamira V, Altamira, Huinalá, Huinalá Dos, CC Saltillo, Río Bravo Tres, Dulces Nombres y Los Ramones. En la Zona Metropolitana de Monterrey, las CE Dulces Nombres Dos, Álcali, Termo Eléctrica Pesquería, Noreste y El Carmen con 240 MW, 234 MW, 923 MW, 220 MW y 488 MW de generación, respectivamente.
TRANSMISIÓN	• Durante el periodo del 01 de enero a 31 de diciembre de 2024 se presentaron las siguientes condiciones en la RNT: • Compuerta de Flujo Monterrey – Sur ○ Esta Compuerta de Flujo abarca desde la SE Huinalá hasta la SE Champayán y desde la SE Ramos Arizpe Potencia hasta la SE Cañada, esto representa la salida de energía de Monterrey hacia el sur. ○ La Compuerta de Flujo está conformada por LT en 400 kV entre las SE Huinalá - A3740 – Lajas, Huinalá II - A3D10 – Regiomontano, Ramos Arizpe Potencia – A3G10 – El Salero y Derramadero – A3G00 – Primero de Mayo. ○ Se presentó un flujo de potencia máximo en la Compuerta de Flujo Monterrey-Sur de 2,244 MW, lo que representa el 83% de su capacidad establecida en 2,700 MW. ○ En enero de 2021, el transportista solicitó que se considerara la contingencia doble igual de probable que la contingencia sencilla en el corredor de transmisión Güémez-Lajas, condición que permanecerá hasta que quede implementado el EAR-DAG denominado Monterrey-Sur, que opera sobre las CE El Carmen y Noreste. ○ Debido a lo anterior se definió un Límite Operativo ante contingencia doble (N-2) de 1,840 MW, el cual se sobre pasó por un tiempo acumulado de 63 horas. ○ A partir de enero de 2025 estará implementado el DAG Monterrey – Sur que establecerá un Límite Operativo ante contingencia doble (N-2) de 2,200 MW, disparando la generación de las CCC El Carmen y Noreste. • Compuerta de Flujo Güémez – Champayán ○ Se presentó un flujo de potencia máximo en la Compuerta de Flujo Güémez – Champayán de 1,224 MW, en el sentido de norte a sur, quedando dentro del Límite Operativo de 1,300 MW, mientras que en el sentido de sur a norte se presentó un flujo de potencia máximo de 1,465 MW quedando por debajo de su límite de 1,500 MW. ○ Como proyecto legado, se tiene programada la entrada en operación de una nueva Línea de Transmisión que conecta las SE Champayán – Güémez – Regiomontano, con lo que se busca incrementar la capacidad de transferencia en la Red Eléctrica en 400 kV entre las Zonas Monterrey y Tampico, sin embargo, no se ha reportado avance y no se tiene definida una fecha de entrada en operación. Adicionalmente se instruyó el proyecto “I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey” que, entre otras obras, conecta las SE Regiomontano y Ternium Maniobras.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSMISIÓN	○ Actualmente se tiene operando un EAR-DAC ante contingencia sencilla (N-1) y contingencia doble (N-2), que monitorea el flujo de potencia activa entrando a la Zona Metropolitana de Monterrey. • Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT en 400 kV entre las SE Las Mesas – A3L50/A3L60 – Querétaro Potencia Maniobras. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 248 horas operando por encima de su Límite de Operativo Normal (a partir de 1,822 MW) y con el EAR activado; alcanzando un máximo de 2,068 MW. ○ En el PAMRNT 2019 – 2033 el CENACE propuso el proyecto: "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" que consta de 2 LT en 400 kV entre las SE Las Mesas y Jilotepec, así como un doble circuito que sale de la SE Jilotepec Potencia para realizar un entronque en la LT Nopala-Victoria. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión y tiene fecha de entrada en operación factible para diciembre de 2026 conforme a la información de CFE-Transmisión. ○ Corredor de transmisión Derramadero – Primero de Mayo ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Ramos Arizpe Potencia – A3G10 – El Salero y Derramadero – A3G00 – Primero de Mayo. ○ El flujo de potencia activa en esta Compuerta de Flujo apenas sobrepasó su Límite Operativo de 1,400 MW y alcanzó un flujo de potencia máximo instantáneo de 1,419 MW por 0.05 horas. ○ En el PAMRNT 2019 – 2033, el CENACE propuso el entronque de la LT Ramos Arizpe – A3G10 – El Salero en la SE Derramadero, para incrementar el límite de transmisión y eliminar el EAR que se tiene implementado actualmente. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión y tiene fecha de entrada en operación factible para abril de 2025 conforme a la información de CFE-Transmisión. • Compuerta de Flujo Champayán – Altamira ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Champayán – A3E80/A3E90 – Altamira. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 37 horas operando por arriba de su Límite Operativo Normal de 1,580 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 1,805 MW operando por encima del Límite Operativo con EAR de 1,775 MW. ○ Se espera que con el proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en noviembre de 2025, se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Compuerta de Flujo Altamira – Tamós ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Altamira – A3F80/A3F90 – Tamós. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 18.7 horas operando por arriba de su Límite Operativo Normal de 1,470 MW, alcanzando valores de hasta 1,624 MW operando cerca del Límite Operativo con EAR de 1,655 MW.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSMISIÓN	○ Al igual que con la Compuerta de Flujo mencionada anteriormente, se espera que con el proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en diciembre de 2026, se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Compuerta de Flujo Tamós – Poza Rica II ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por la LT Tamós – A3490 y A3790 – Poza Rica II y la LT en 230 kV Minera Autlán – 93160 – Pantepec. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 74 horas operando por arriba de su Límite Operativo de 1,555 MW, alcanzando instantáneamente valores de hasta 1,809 MW. ○ Junto con las Compuertas de Flujo Champayán – Altamira y Altamira – Tamós, esta compuerta se verá beneficiada con el proyecto "Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en noviembre de 2025, y así se reduzcan los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Compuerta de Flujo Frontera – Monterrey ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Presa Grande – A38E0 – Ternium, Aeropuerto – A3G20 – Villa de García, Aeropuerto – A3G30 – Glorias y la LT en 230 kV de las SE Ventika Maniobras – 93170 – Cuchillo. ○ Durante el periodo, no estuvo operando por arriba de su límite de transmisión de 2,150 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 2125 MW, lo que representa el 98.8% de su capacidad. ○ En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la obra "I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey" para incrementar la capacidad de transferencia del corredor de transmisión Bravo – Monterrey, a través de la LT Regiomontano – Jacalitos – Aeropuerto, la cual fue instruida por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación en noviembre de 2030, sin embargo, este proyecto aún se encuentra en evaluación. ○ Para mitigar esta situación se tiene implementado un EAR – DAG que reduce el flujo de potencia activa a través de la Compuerta de Flujo cuando excede la capacidad de transmisión ante contingencia. • Compuerta de Flujo entre la GCR Norte y la GCR Noreste ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Hércules Potencia – A3000 – Río Escondido, Ramos Arizpe Potencia – A3700 – Maniobras Villa Nueva y Andalucía – 93050 – Maniobras Eólica de Coahuila en 400kV. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 13 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al Límite Operativo establecido de 934 MW, en el sentido de flujo Norte → Noreste. ○ Tuvo un tiempo acumulado de 9 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo de potencia superior al Límite Operativo establecido de 947 MW, en el sentido de flujo Noreste → Norte. • Compuerta de Flujo Huinalá – Monterrey ○ Esta Compuerta de Flujo está compuesta por las LT Huinalá – A3D10/A3D20 – Monterrey Potencia.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSMISIÓN	○ Tuvo un tiempo acumulado de 0.1 horas por arriba de su Límite Operativo de 1,550 MW, y alcanzó un flujo de potencia máximo instantáneo de 1,570 MW. • Zona Coahuila ○ Se tiene indisponible la LT Novillos – 93410 – Piedras Negras Potencia en 230 kV desde el 15 de mayo de 2023, por caída de estructuras. Se desconoce la fecha de puesta en operación. ○ La indisponibilidad de la LT Novillos – 93410 – Piedras Negras Potencia en 230 kV ha ocasionado que se tenga que limitar la generación de los parques EO que se encuentran en la Zona y se ha puesto en riesgo el suministro de la carga de la Zona Piedras Negras. ○ Durante el periodo comprendido entre el 01 de enero al 31 de diciembre de 2024 se incorporaron a la RNT, dos Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica en 115 kV de la Zona Metropolitana de Monterrey, incrementando la capacidad de transmisión de la RNT, con un total de 71 km.
TRANSFORMACIÓN	• Zona Metropolitana de Monterrey ○ El 10 de agosto de 2024 se energizó por primera vez el segundo banco de transformación de la SE Jerónimo Potencia, con relación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad, como resultado del proyecto de PRODESEN "P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2". ○ Los transformadores T-1 y T-2 de la SE Monterrey Potencia con relación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad, alcanzaron flujos de potencia 364 MVA, lo que representa una cargabilidad del 97% de su capacidad, en estado estable. ○ El banco de transformación de la SE Las Glorias con relación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad, alcanzó valores de flujo de potencia de hasta 365 MVA, lo que representa el 97% de cargabilidad con respecto a su capacidad nominal, esto sin contingencia. ○ En junio de 2024, se instruyó por la SENER el proyecto "P24-NE1 Atención al suministro de Energía de la zona Norte del Área Metropolitana de Monterrey", el cual incluye un segundo banco de transformación con relación 400/115 kV y 375 MVA en la SE Las Glorias, con fecha de entrada factible de noviembre de 2027. ○ En el ejercicio del PAM 2024-2038 se identificó el requerimiento de transformación para las Zonas Poniente, Oriente y Sur de la Zona Metropolitana de Monterrey, para lo cual se propusieron los siguientes proyectos que continúan en estudio por parte del CENACE: - SE Regiomontano, banco 2 - SE Tecnológico, banco 2 - SE Lajas, banco 2 - SE Dulces Nombres, banco 1 - SE Escobedo, banco 5 (sustitución) - SE Villa de García, banco 4 - SE Escobedo de la Zona Monterrey Norte ○ Los transformadores AT-02 y AT-03 de la SE Escobedo con relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad, alcanzaron el 100 % de su capacidad durante los meses de mayo y junio; en escenarios con Red Eléctrica completa (sin contingencia).

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSFORMACIÓN	○ En diciembre de 2024, se desconectó el transformador AT-02 de la SE Escobedo con relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad, para iniciar los trabajos de traslado a la SE Cedros en la Zona Saltillo. ○ Se espera que para el segundo semestre del 2025 se reemplace el transformador AT-02 de la SE Escobedo de 100 MVA por uno de 225 MVA de capacidad. • Zona Matamoros ○ El banco de transformación de la SE Matamoros Potencia, alcanzó durante el 2024, un flujo de potencia máximo de 254 MVA, lo que representa operar con el 12.8% de sobrecarga. ○ El banco de transformación de la SE Llano Grande alcanzó un flujo de potencia máximo de 225.95 MW, esto representa operar al 100% de su capacidad nominal. ○ Los bancos de transformación AT-01 y AT-02 de la SE Lauro Villar, llegaron a un flujo de potencia máximo de 114 MVA y 111 MVA, respectivamente, lo cual representa una operación por encima de su capacidad nominal de 100 MVA. ○ En el PAMRNT 2020-2034 se propuso el proyecto "P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación de la zona Matamoros", que consiste en un segundo banco de transformación en la SE Matamoros Potencia y dos Líneas de Transmisión de refuerzo en Red Eléctrica 138 kV, la cual fue instruida por SENER con fecha factible de entrada en operación de marzo de 2028. ○ Debido a las condiciones operativas presentadas en las que no se soporta la contingencia sencilla (N-1), se han tenido que realizar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica y preparación de bloques de carga para desconexión en caso de contingencia. ○ Actualmente se encuentra en etapa de implementación un EAR en la Zona Matamoros que consiste en un DAC que desconectará aproximadamente 130 MW en demanda máxima ante la sobrecarga de alguno de los transformadores de SE Matamoros, Llano Grande o Lauro Villar. ○ Se espera que para el tercer trimestre de 2025 se tenga de manera provisional, un segundo transformador en la SE Matamoros Potencia armado con las fases de reserva de las SE Cumbres Frontera, Llano Grande y Matamoros. • SE Nava, de la Zona Río Escondido ○ Desde inicios de 2018 se presentó una falla mayor en el banco de transformación AT-02 con 230/138 kV y 40 MVA de capacidad, sin fecha oficial de reposición. ○ Ante esta situación se ha tenido que recurrir al seccionamiento de la Red Eléctrica en 138 kV para evitar la sobrecarga del banco de transformación en paralelo (AT-01 de 40 MVA), lo cual ha tenido un efecto considerable en la degradación de la Confiabilidad de la Zona Río Escondido. ○ Ante las condiciones de demanda y generación de la Zona, se corre el riesgo de que se presente sobrecarga y disparo en el banco de transformación de la SE Nava ante la pérdida del banco de transformación de la SE Piedras Negras Potencia o del banco de transformación de la SE Novillos.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSFORMACIÓN	○ Con la finalidad de minimizar las probables afectaciones, se aprobó el traslado del banco de transformación AT-04 de la SE Arroyo del Coyote a la SE Nava, con una capacidad de 100 MVA para solventar la problemática, el cual quedó energizado el 03 de abril de 2023. Sin embargo, el banco de transformación NAV-AT01 de 40 MVA queda desconectado de la Red Eléctrica debido a que no es factible su operación en paralelo. • SE Novillos, de la Zona Río Escondido ○ La pérdida del banco de transformación de la SE Novillos puede ocasionar sobrecargas en los bancos de transformación de las SE Piedras Negras Potencia y Nava, así como bajo perfil de tensión en los elementos de la Red Eléctrica, lo cual podría desencadenar un colapso en la Zona. ○ En el PAMRNT 2022-2036 se propuso el proyecto "P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras" que consiste en un segundo banco de transformación de 230/138 kV y 225 MVA en la SE Novillos, el cual tiene fecha de entrada en operación en agosto del 2026, sin embargo, actualmente no presenta avance constructivo. ○ Para evitar afectaciones en el suministro ante la contingencia más severa, se ha tenido que seccionar la Red Eléctrica en 138 kV y/o limitar la generación EO de la Zona. • SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas ○ Derivado de la indisponibilidad indefinida por falla mayor de un transformador con relación 230/34.5 kV y 100 MVA de capacidad y sin fecha oficial de reparación, se identificó en el 2017 la necesidad de un segundo banco de transformación en la SE Nueva Rosita. ○ En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un Autotransformador con relación 230/115 kV y 112 MVA de capacidad en la SE Nueva Rosita, con fecha factible de entrada en operación por CFE-Transmisión en diciembre de 2028. ○ Al quedar toda la carga de la Zona suministrada por un solo Autotransformador de 230/115 kV y, para evitar el riesgo de afectación de carga por saturación de la transformación, en el verano de 2019 se trasladó de manera temporal un banco de transformación desde la SE Mezcala, el cual se tiene como compromiso su regreso una vez que se ponga en operación el proyecto "P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2", antes mencionado. • Zona Monclova ○ La Zona Monclova presentó una demanda máxima de 295 MW, alimentada con 137 MW a través de los bancos de transformación de la SE Monclova y 158 MW a través de los bancos de transformación de la SE Frontera de 230/115 kV, por lo que en condiciones de demanda máxima no se soporta la pérdida de ningún banco de transformación de la Zona Monclova, ni de la LT Monclova – 73680 – Xochipilli.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSFORMACIÓN	○ En el ejercicio del PAM 2024-2038, se identificó la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona Monclova con el proyecto "P24-NE5 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona Monclova" en el cual se propone la entrada en operación de un banco de transformación en la SE Xochipilli con relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad con fecha de entrada en operación factible de abril de 2028. Este proyecto sigue en evaluación por parte del CENACE. • Zona Reynosa ○ Los bancos de transformación AT-01, AT-02 y AT-04 de la SE Aeropuerto con relación 230/138 kV y 100 MVA de capacidad, alcanzaron un flujo de potencia máximo de 88 MW, 95 MW y 75 MW respectivamente, lo que en conjunto representa el 86% de la capacidad instalada, por lo que, en los escenarios de máxima demanda, no se soporta la contingencia sencilla (N-1), presentándose sobrecarga y teniendo que realizar cortes de carga. ○ El banco de transformación T-1 de la SE Guerreño de 375 MVA, alcanzó un flujo de potencia máximo de 320 MW, es decir, el 98% de su capacidad nominal. La pérdida de este banco de transformación durante el período de demanda máxima podría ocasionar graves afectaciones de carga en la Zona Reynosa, al presentarse sobrecargas en los bancos de transformación de las SE Aeropuerto, Cumbres Frontera y Río Bravo, además de problemas de baja tensión en la Red Eléctrica en 138 kV. ○ Los bancos de transformación de la SE Cumbres Frontera (con capacidad de 225 MVA) llegaron a un máximo de 167 MW (AT-01) y 158 MW (AT-02), por lo que, ante la pérdida de uno de ellos, el banco de transformación paralelo estaría operando por encima de su capacidad nominal. ○ El banco de transformación AT-06 de la SE Río Bravo con capacidad de 140 MVA, llegó a los 137 MW, es decir, operó al 98% de su capacidad nominal. Esto significa que, durante el periodo de demanda máxima, no es posible soportar la contingencia sencilla (N-1). ○ En el ejercicio del PAM 2024-2038, se identificó la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona Reynosa con el proyecto "P24-NE6 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Reynosa", el cual continúa en etapa de estudio con la propuesta de la conexión de un cuarto banco de transformación de 230/138 kV, 100 MVA en la SE Aeropuerto, este proyecto continúa en estudio por parte de la GCRNE, se tiene una fecha de entrada en operación factible en abril de 2029. • Zona Saltillo ○ El banco de transformación de la SE Ramos Arizpe de 375 MVA, alcanzó un flujo máximo de 351 MW, lo que representa el 93.4% de su capacidad. ○ Los bancos de transformación AT-02 y AT-03 de la SE Saltillo de 100 MVA cada uno, tuvieron un flujo máximo de 95 MW y 91 MW, respectivamente.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSFORMACIÓN	○ La Zona Saltillo no es capaz de soportar la contingencia de alguno de los bancos de transformación de las SE Saltillo, Ramos Arizpe o Derramadero, por lo que actualmente se encuentra en proceso de implementación el DAC Saltillo que estará disparando un máximo de 140 MW ante la sobrecarga de los bancos de transformación de la SE Saltillo. ○ En el ejercicio del PAM 2024-2038, se identificó la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona Saltillo con el proyecto "P24-NE7 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Saltillo", el cual sigue en etapa de estudio con la propuesta de la conexión de un banco de transformación con relación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad en la SE Alpes, se tiene una fecha de entrada en operación factible en abril de 2029. ○ El 5 de diciembre de desconectó el banco de transformación AT-04 de la SE Cedros para su traslado a la GCRPE, quedando con dos Autotransformadores en operación. Se espera que para el segundo semestre de 2025 se conecte un banco de igual capacidad proveniente de la SE Escobedo. • Zona Valles ○ En la Zona Valles se tienen implementados dos EAR, los cuales desconectan carga de la Zona ante sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Anáhuac Potencia y/o bajo perfil de tensión en la SE Anáhuac Potencia, esto ante contingencia sencilla (N-1). ○ En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso el proyecto "P17-NE2 Las Mesas Banco 1", el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha factible de entrada en operación para noviembre de 2026, dicha obra reforzará la Red Eléctrica de la Zona Valles, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a la Zona. ○ Los elementos de transformación de la RNT que presentaron sobrecarga con Red Eléctrica completa (sin contingencia sencilla N-1) durante el periodo de septiembre de 2023 a agosto de 2024 fueron: Matamoros Potencia AT-01 de 230/138 kV y Llano Grande AT-01 de 230/138 kV. ○ Durante el periodo del 01 de enero al 31 de diciembre de 2024 se incorporó la siguiente transformación en la GCR Noreste: ○ En la RNT, el banco de transformación T-2 con relación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad en la SE Jerónimo Potencia como parte del proyecto PRODESEN "P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2". ○ En las RGD del MEM se incorporaron 29 bancos de transformación, que representan una capacidad total de 636.575 MVA.
COMPENSACIÓN	• Recursos para control de tensión indisponibles. • Durante el periodo más crítico de verano que comprende los meses de mayo a agosto de 2024, salieron los siguientes elementos de compensación capacitiva por motivos de falla (por al menos 15 días) de las SE: Aeropuerto CP-01, Nogalar CP-01, Anzalduas CP-01, Matamoros Potencia CP-01, Navidad CP-01, Santo Domingo CP-01, San Nicolas CP-01, Reynosa CP-01, lo que representa un total de 204 MVAr de compensación capacitiva. • Se tiene fuera de operación de forma indefinida el elemento de compensación reactiva RE-05 (de 62 MVAr) en la SE Altamira, debido a falla.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

COMPENSACIÓN	• El reactor 2 de la SE Carbón Dos quedó indisponibles por incendio a partir del 12 de agosto de 2024, teniendo una fecha tentativa de regreso para el 15 de junio de 2025. Esto ocasionó que, durante el escenario de demanda mínima, se tuvieran que abrir líneas de transmisión por control de tensión en la Zona Coahuila. • Equipo nuevo o El 28 de enero del 2024 se energiza por primera vez el reactor RE-03 de 50 MVAr en la SE Frontera, como parte del proyecto PRODESEN "P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste". o El 25 de febrero del 2024 se energiza por primera vez el reactor RE-02 de 75 MVAr en la SE Río Escondido, trasladado desde la SE Villa de García, como parte del proyecto PRODESEN "P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste". • Zona Metropolitana de Monterrey o La Zona norte de Monterrey presenta condiciones de bajo perfil de tensión ante contingencias, lo que ocasiona que se tengan afectaciones de carga por variación de tensión, por tal motivo, el proyecto "P24-NE1 Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey" instruido por la SENER en junio de 2024, contempla además del banco de transformación T-2 en la SE Glorias, la incorporación de 3 bancos de capacitores ubicados en las SE Américas, P. I. Estrella (sustitución) y Sabinas Hidalgo de 45 MVAr, 45 MVAr y 7.5 MVAr, respectivamente, con lo cual se espera que se eliminen las problemáticas de tensión en la Zona. o En el ejercicio del PAM 2024-2038 se identificaron problemáticas de tensión en las Zonas Oriente, Poniente y Sur de Monterrey, por lo que se tiene en estudio la incorporación de dos STATCOM, uno en la SE Villa de García y otro en la SE Tecnológico de +150 MVAr y +300 MVAr respectivamente, además de 240 MVAr de compensación capacitiva fija distribuidos en 7 SE. • Zona Saltillo o En el ejercicio del PAM 2024-2038 se identificaron problemáticas de tensión en la Zona Saltillo, por lo que se tiene en estudio, la incorporación del banco de transformación T-1 con relación 400/115 kV y 375 MVA en la SE Alpes y un capacitor de 45 MVAr en la SE Cuadro de Maniobras Providencia. • Zona Valles o Se presentan problemas de bajo perfil de tensión en estado estable en la Compuerta de Flujo Valles – Tamazunchale, el cual involucra a las SE Huichihuayán, Huasteca, Axtla y Tamazunchale. o La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de suministro eléctrico y estar muy alejadas de la misma (136.7 km de Red Eléctrica radial en 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. o Actualmente se tiene implementado un EAR que actúa disparando carga al presentarse bajo perfil de tensión en la SE Anáhuac Potencia ante contingencia sencilla (N-1). o En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso el proyecto "P17-NE2 Las Mesas Banco 1", el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha factible de entrada en operación para noviembre de 2026, dicha obra reforzará la Red Eléctrica de la Zona Valles, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a la Zona.

... Continuación

CUADRO 4.1.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

COMPENSACIÓN	• Zona Nuevo Laredo ○ Se presenta insuficiente reserva de reactivos, por lo que ante la pérdida de la LT en 400 kV de las SE Arroyo del Coyote – A3H30 – Carbón II o del banco de transformación T-1 de la SE Arroyo del Coyote con relación 400/138 kV, puede presentarse inestabilidad de tensión, por lo que se tienen grandes afectaciones de carga y se imposibilita el suministro de energía a los usuarios. ○ En abril de 2024, se actualizó el EAR-DAC de Nuevo Laredo, incrementando el monto de carga a segregar ante bajo perfil de tensión en la zona. Actualmente el esquema de corte de carga por bajo voltaje incluye las SE Ojo Caliente, Nuevo Laredo y Laredo Poniente, lo que representa una carga máxima de 171 MW, es decir, el 35% de la demanda de la zona. ○ En el PAMRNT 2020-2034 se propuso el proyecto "P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo", que consiste en la conexión de un STATCOM de -50/200 MVAr en la SE Nuevo Laredo y un capacitor de 9 MVAr en la SE Falcón, instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación actualizada por CFE-Transmisión de octubre de 2027.

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

GENERACIÓN	• La generación de energía eléctrica instalada neta despachable en la Península de Yucatán es de una capacidad de 2,122.2 MW, incluidos 252.4 MW de la CCC Campeche, los cuales no apoyan para el control del enlace Escárcega-Sureste; por lo tanto, la capacidad neta de generación interna despachable es de 1,869.8 MW. • Desde el 2010, se empezó a presentar problemática de suministro de gas hacia la península de Yucatán, de tener una capacidad en el ducto de 300 MMPCD, se tuvo una inyección de 90 MMPCD, el cual incluso decreció hasta 40 MMPCD. A partir de octubre 2020, se incrementó la inyección de gas natural hacia la Península de Yucatán y actualmente se tiene disponibilidad de 190 MMPCD equivalente a 850 MW de 1261 MW entre las principales CCC de la GCR Peninsular y también permite operar con gas natural las CE Mérida Vapor y la CCC Valladolid (Felipe Carrillo Puerto). • La generación de energía eléctrica instalada neta intermitente asociado a CE Renovables (EO y FV) es de una capacidad de 601.49 MW, incluidos 300 MW de la CE FV La Pimienta, la cual no da soporte en el control de flujo de potencia de la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste debido a su ubicación; por lo tanto, la capacidad neta de generación interna intermitente es de 301.49 MW. • La Península de Yucatán es deficitaria de generación de energía eléctrica, por lo cual requiere la importación de energía eléctrica para atender su demanda y consumo. Durante la demanda máxima registrada el 06 de junio de 2024 de 2,980.7 MW, se contó con un máximo de generación eléctrica interna de 1,772.0 MW, debido a que la CCC Mérida Potencia incrementó su rango de operación con gas natural, pasando de 330 MW a 460 MW. Se importó a través de la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste 1217 MW, es decir, se importó el 40.0 % de la demanda. Para llegar a los valores de importación se recurrió a la Estrategia Operativa de apertura de reactores de las Líneas de Transmisión en 400 kV de la Compuerta de Flujo Dzitnup – Riviera Maya.

... Continuación

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

GENERACIÓN	• La demanda máxima registrada en el año 2024 (2980.7 MW) representó un incremento del 10 % con respecto a la demanda máxima registrada en el año 2023 (2,714.5 MW). Con el repunte del consumo registrado en el presente año (2024) y el déficit de generación de energía eléctrica, se sigue dependiendo de los EAR, los Esquemas de Protección de Sistema y de la necesidad de sincronizar generación TG de baja eficiencia (787.98 GWh), para poder garantizar la Continuidad del Suministro Eléctrico hacia la Península de Yucatán.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste enlaza al sistema eléctrico de la Península de Yucatán con el SIN. Al ser deficitaria en generación la Península de Yucatán, depende de dicha Compuerta de Flujo para abastecer su consumo eléctrico. En el año 2024, el 42.9 % de la energía eléctrica consumida en la Península de Yucatán se importó a través del enlace con el SIN. La Compuerta de Flujo de Escárcega – Sureste está conformado por dos LT en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia – A3Q00 y A3Q10 – Escárcega Potencia y dos LT en 230 kV entre las SE Escárcega Potencia – 93210 – Kinich Ahau y Escárcega Potencia – 93220 – Santa Lucía, dicho enlace tiene un Límite Operativo de 1,030 MW en Estado Operativo Normal y entre 1,030 MW y 1,220 MW corresponde al Estado Operativo de Alerta. ○ En 2024, la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste alcanzó un flujo de potencia máximo de 1,279 MW, superando el Límite Operativo Normal (528 horas que equivale al 6% del año). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel, se hubiera tenido un flujo de potencia activa en la Compuerta de Flujo de 1,528 MW, superando el Límite Operativo Normal (1,798 horas que equivale al 20.47% del año), por lo tanto, es necesaria la entrada de generación TG de baja eficiencia, a fin de controlar que el Límite Operativo de Alerta de esta Compuerta de Flujo sea menor del 20.47% del año. ○ Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Nacional de Transmisión que alimenta la Península de Yucatán, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se tienen dos proyectos de CCC en Mérida (572 MW) y CCC Valladolid (1,155 MW), con fecha de estimada de entrada en operación en octubre de 2025 y agosto de 2027 respectivamente; que depende de ello la culminación del incremento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MMPCD, con lo cual la problemática expuesta se solventaría con estas acciones. • La Compuerta de Flujo Cozumel – Playa del Carmen suministra la demanda de energía eléctrica de la Isla de Cozumel. Esta Compuerta de Flujo está constituida por dos Líneas de Subtransmisión submarinas de 34.5 kV entre las SE Playa del Carmen – 53180/53170 – Chankanaab II, dicha Compuerta de Flujo tiene un Límite Operativo Normal de 15.5 MW y entre 15.5 MW - 31 MW para el Límite Operativo de Alerta.

... Continuación

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSMISIÓN	○ En 2024, la Compuerta de Flujo Cozumel – Playa del Carmen alcanzó un flujo de potencia activa máximo de 33.8 MW, superando el Límite Operativo Normal (5,173 horas que equivale al 58.9 % del año). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera presentado un flujo de potencia activa en la Compuerta de Flujo de 57.5 MW, superando el Límite Operativo Normal (8,771 horas que equivale al 99.85 % del año), por lo que es necesario sincronizar generación TG de baja eficiencia en la SE Chankanaab el 99.85 % del año (8,771 horas), a fin de evitar sobrecargar los cables submarinos ante Red Eléctrica completa. Adicionalmente se está en riesgo de afectación de carga por EAR el 100 % del año (8,771 horas) ante contingencia sencilla (N-1). ○ En el periodo de enero a diciembre de 2024 se han registrado 4 eventos, que derivaron en la afectación de carga (289.5 MWh) en la isla Cozumel con un tiempo acumulado de 90 horas 37 minutos, para mantener el flujo de potencia activa en los cables submarinos dentro de los Límites Operativos especificados por la Distribuidora. ○ En el PAMRNT 2015-2029, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto identificado por CENACE de "Cable Submarino en 115 kV entre las SE Playacar y Chankanaab II", la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión es mayo de 2026. • La Compuerta de Flujo Sabancuy – Carmen suministra la demanda de energía eléctrica de la Ciudad del Carmen. Esta Compuerta de Flujo está constituida por dos LT en 115 kV entre las SE Sabancuy – 73160/73170 – Ciudad del Carmen, dicho enlace tiene un Límite Operativo Normal de 115 MW y entre 115 MW - 130 MW para el Límite Operativo de Alerta. ○ En 2024, la Compuerta de Flujo Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de potencia activa de 129.8 MW, superando el Límite Operativo Normal (125 horas que equivale al 1.40 % del año). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia activa en la Compuerta de Flujo de 138.54 MW, superando el Límite Operativo Normal (587 horas que equivale al 6.6 % del año). ○ En el PAMRNT 2017-2031, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto identificado por CENACE de "Puerto Real Bancos 1 y 2" (que incluye un cambio de tensión de operación en 115 kV a 230 kV de la Red Eléctrica de Suministro Eléctrico hacia Ciudad del Carmen), la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión para octubre de 2025. • La Compuerta de Flujo Valladolid – Cancún suministra la demanda de energía eléctrica a las Zonas Cancún y Riviera Maya. Esta Compuerta de Flujo está constituida por dos LT en 400 kV entre las SE Dzitnup – A3Q60/A3Q70 – Riviera Maya, dos LT en 230 kV entre las SE Valladolid – 93050 – Balam, Valladolid – 93060 – Nizuc y tres LT en 115 kV entre las SE Valladolid – 73830 – Tulum, Valladolid – 73T40– Chemáx y Tizimín – 73T50 – Popolnáh, dicho enlace tiene un Límite Operativo Normal de 800 MW y entre 800 MW - 880 MW para el Límite Operativo de Alerta.

... Continuación

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSMISIÓN	○ Por la entrada en operación de la SE Chemuyil con un banco de capacitores de 22 MVAr se modifican los Límites Operativos de la Compuerta de Flujo Valladolid – Cancún, quedando el Límite Operativo Normal en 865 MW y entre 865 MW - 935 MW para el Límite Operativo de Alerta (opera el EAR ante contingencia sencilla N-1). ○ En 2024, la Compuerta de Flujo Valladolid - Cancún alcanzó un flujo de potencia activa de 1,052 MW, superando en 2,587 horas el Límite Operativo Normal ante contingencia sencilla N-1, lo que representa un incremento en la demanda del 1.23 % con respecto al año registrado en el año 2023 (1,039 MW). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia activa en la Compuerta de Flujo de 1,237 MW, superando el Límite Operativo Normal (4,475 horas que equivale al 50.9 % del año). ○ El Límite Operativo de Alerta en la Compuerta de Flujo Valladolid – Cancún (935 MW) se ha superado en 374 horas (4.2 % del año), por lo que para evitar carga no suministrada en la zona turística de Quintana Roo por abatimiento de tensión, se ha tenido que recurrir a la estrategia operativa de apertura de reactores de la Línea de Transmisión en 400 kV de la Compuerta de Flujo Dzitnup – Riviera Maya. • Para suministrar la demanda de la zona Cancún y Riviera Maya, se ha tenido la necesidad de sincronizar 679.4 GWh de generación TG en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab por aproximadamente 8,772 horas, siendo está de baja eficiencia y con altos costos operativos y altas tasas de indisponibilidad. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía, impactando al MEM y a los Usuarios Finales. • En el PAMRNT 2019-2033, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto identificado por CENACE de “Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas de Cancún y Riviera Maya”, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión es diciembre de 2025. En el PAMRNT 2020-2034, se identificó un segundo proyecto complementario al mencionado anteriormente, que permite atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya en el mediano plazo, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión es octubre de 2025.
TRANSFORMACIÓN	• La Transformación en la SE Escárcega Potencia (ESA) está constituido por tres Autotransformadores de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno (ESA-AT1, ESA-AT4, ESA-AT8), los cuales suministran la totalidad de la demanda a la Zona Carmen y parcialmente a la Zona Campeche. ○ Antes de la puesta en servicio del tercer Autotransformador (ESA-AT8), se tenía un el Límite Operativo Normal de 110 MW y entre 110 MW - 195 MW para el Límite Operativo de Alerta. Con la entrada del Autotransformador en la SE Escárcega (ESA-AT8) en el mes de junio de 2024, se actualiza el Límite Operativo Normal a 155 MW y entre 155 MW - 220 MW para el Límite Operativo de Alerta (opera ante contingencia sencilla N-1). Este Autotransformador está constituido por tres fases de reserva de 33.33 MVA, sin embargo, una fase tiene un valor de impedancia menor que las otras fases del Autotransformador, con lo cual, para un flujo de potencia activa a través de ESA-AT8 de aproximadamente de 80 MW, la Fase C estaría operando a su capacidad nominal (33.33 MVA).

... Continuación

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSFORMACIÓN	○ La Transformación en la SE Escárcega Potencia, ha llegado a operar por arriba de su capacidad nominal (100 MVA), por crecimiento en la demanda eléctrica. Ante dicha condición de operación se ha recurrido a la estrategia operativa de seccionamiento de Red Eléctrica con el objetivo de lograr una redistribución de los flujos de potencia activa. La finalidad del seccionamiento es llevar la carga en la transformación con relación 230/115 kV a condiciones normales de operación y con ello evitar la afectación de carga, debido a que la generación de la CE TG Carmen es insuficiente para este fin. En 2024, se presentó un flujo de potencia activa de 217.92 MW en la sumatoria de la transformación de Escárcega Potencia, lo cual representa un incremento del 0.88 % de carga con respecto a la registrada en el año 2023 (216 MW). Durante 2024, el Límite Operativo Normal se superó en 2,717 horas (30.9 % del año). • Ante la ausencia del proyecto instruido Puerto Real Bancos 1 y 2 e incremento de la demanda principalmente de Zona Carmen, se espera que se presenten con mayor frecuencia sobrecargas en la transformación 230/115 kV de la SE Escárcega Potencia, requiriendo sincronizar generación de la CE TG Carmen, las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía, impactando al MEM y a los Usuarios Finales. En caso de no contar con la disponibilidad de la generación o de no ser suficiente la generación en Zona Carmen, se optará por seccionamiento de Red Eléctrica más frecuentes y de no ser suficiente, se requerirá de la afectación de carga en dicha zona. ○ Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2, actualmente instruido y la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión es octubre de 2025. • La Transformación en la Zona Mérida está constituido por cinco Autotransformadores de relación 230/115 kV de las SE Norte (2x225 MVA, NTE-AT4 y NTE-AT5), Caucel Potencia (225 MVA, CCP-AT3) y Kanasín Potencia (2x100 MVA, KNP-AT1 y KNP-AT2), los cuales suministran aproximadamente el 80 % de demanda de energía eléctrica de la zona Mérida. ○ Antes de la puesta en servicio del quinto Autotransformador (NTE-AT5), se tenía un el Límite Operativo Normal de 410 MW y entre 410 MW - 600 MW para el Límite Operativo de Alerta. Con la entrada del Autotransformador en la SE Norte (NTE-AT5) en el mes de junio de 2024, se actualiza el Límite Operativo Normal a 500 MW y entre 555 MW - 725 MW para el Límite Operativo de Alerta (opera ante contingencia sencilla N-1). ○ Durante el verano del 2024, con la autorización de la Zona de Operación Yucatán, los Autotransformadores de la Zona Mérida superaron su capacidad nominal de operación, el KNP-AT1 alcanzó una carga de 106 MW (6% de sobrecarga), el KNP-AT2 alcanzó una carga de 108 MW (8% de sobrecarga), el NTE-AT4 alcanzó una carga de 253.7 MW (13% de sobrecarga) y el CCP-AT3 alcanzó una carga de 239 MW (6% de sobrecarga). Ante dicha condición de operación no era factible la estrategia operativa de seccionamiento de Red Eléctrica, ya que la redistribución de los flujos de potencia activa incrementaría la sobrecarga de los Autotransformadores de las SE Norte y Caucel Potencia.

... Continuación

CUADRO 4.1.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSFORMACIÓN	○ En caso de no haber estado disponible la CE Mérida II se hubiera alcanzado un flujo de potencia activa por Compuerta de Flujo compuesta de los Autotransformadores de la Zona Mérida de 800.9 MW y superando el Límite Operativo Normal en 2,301 horas (26.20% al año). ○ Desde el PAMRNT 2016-2030 se identificó la necesidad del proyecto Chichí Suárez Banco 1 que consiste en una nueva SE con un transformador de 225 MVA, relación 230/115 kV, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión para enero de 2025. Sin embargo, en 2023 se realizó una reevaluación de proyecto, cambiando la ubicación del banco de 225 MVA, relación 230/115 kV a la SE Nachi Cocom, donde se abre la actual LT Norte – 93120 – Kanasín Potencia, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión es julio 2025. • La Transformación de la SE Valladolid está constituida por un Autotransformador AT-7 con relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad. Durante el año 2024 alcanzó un valor máximo de 164.2 MW, es decir, el 99 % de su capacidad ante Red Eléctrica completa (166 MVA) y superando en 185 horas (2.1 % al año) el 90 % de su capacidad nominal (149 MW). Actualmente se cuenta con un EAR para evitar la sobrecarga del Autotransformador AT-7 de la SE Valladolid. • La Transformación de la SE Playa del Carmen está constituida por dos Autotransformadores con relación 230/115 kV y de 100 MVA de capacidad (PCN-AT4 y PCN-AT7). Durante el año 2024, el PCN-AT4 alcanzó un valor máximo de 104.8 MW, es decir el 104.8 % de su capacidad ante Red Eléctrica completa (100 MVA) y superando en 344 horas (3.9 % al año) el 90% de su capacidad nominal (100 MW). Actualmente se cuenta con un EAR para evitar la sobrecarga de los Autotransformadores de la SE Playa del Carmen (AT4 y AT7).
COMPENSACIÓN	• Desde 2017, en la Isla de Cozumel se han tenido que sincronizar unidades con tecnología TG para mantener el perfil de tensión en valores dentro del rango estipulado por CdR, en las condiciones de demanda máxima de la isla. ○ En el PAMRNT 2015-2029 se propuso la instalación de 6 bancos de 3.6 MVAr, cada uno, con una tensión de operación de 34.5 kV y distribuidos uniformemente entre las SE Cozumel, Chankanaab y Chankanaab II dentro del proyecto del cable submarino en Red Eléctrica en 115 kV. ○ Sin embargo, fue hasta el PAMRNT 2018-2032 que se tomó la decisión de que fuera un proyecto independiente para que pudieran entrar en operación antes que el cable submarino y permitiera mantener el suministro en la isla hasta 2024. ○ No obstante, debido a la disminución de la capacidad de transmisión de los cables submarinos existentes, en agosto de 2019 la Distribuidora solicitó a CENACE una reevaluación del proyecto, donde se determinó un requerimiento de 3 bancos de capacitores de 3.6 MVAr, distribuidos en cada una de las SE. ○ La fecha factible de entrada en operación está indefinida y con el cambio de alcance del proyecto “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”, ya no sería compatible el proyecto de compensación. El proyecto de compensación actualmente está definido dentro del alcance del proyecto de la Línea de Transmisión submarina instruida y con fecha de entrada en operación factible reportada por CFE-Transmisión para mayo de 2026.

... Continuación

CUADRO 4.1.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

GENERACIÓN	• La demanda máxima se presentó el 05 de septiembre de 2024 a las 16:08 horas, alcanzando un valor instantáneo de 3,638 MW, donde la Zona Costa y Valle registraron 1,458 MW y 2,180 MW, respectivamente. No obstante, la demanda máxima no coincidente de la Zona Costa fue de 1,478 MW el día 5 de septiembre a las 15:09 horas, mientras que la de Zona Valle fue de 2,200 MW el día 25 de julio a las 15:06 horas. • Esta temporada de verano 2024 se realizó la transferencia de carga a la Compañía Eléctrica Imperial Irrigation District (IID), donde se transfirieron 17 MW de la SE Centro y 6 MW de la SE Cetys a la SE Bravo (perteneciente al sistema IID) a través de la Red Eléctrica de 34.5 kV. El SIBC es deficitaria en generación de energía eléctrica en la temporada de verano, por lo que se requirió una importación de energía eléctrica de Estados Unidos de América a través del Path 45 por 400 MW para suministrar el día de la demanda máxima, sin embargo, se llegó a una importación de energía eléctrica máxima de 786 MW el día 20 de agosto a las 15:29 horas. La generación TG de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 178 MW en total. • Se contrató la siguiente generación por protocolo correctivo al momento de la demanda máxima: • Paquete 1 o CFE Generación III EPS con capacidad de 184 MW (González Ortega) o CCI Mexicali Oriente 161 kV con capacidad de 107 MW (González Ortega) o CCI Mexicali Oriente 230 kV con capacidad de 322 MW (LT Cetys-Tecnológico) o CCI Parque Industrial 230 kV con capacidad de 47 MW (LT Chapultepec-Parque Industrial) o Paquete 2 o CCI Parque Industrial 230 kV con capacidad de 150 MW (LT Chapultepec-Parque Industrial) o Generación PYE con capacidad de 100 MW (Herradura) • Se tienen proyectos de generación con sus Obras de Refuerzo asociadas para solventar el déficit de capacidad de generación y proporcionar el Suministro Eléctrico en el SIBC en los años futuros, en cumplimiento de lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
TRANSMISIÓN	• En la Red Eléctrica en 230 kV y 161 kV de la zona de San Luis Río Colorado, se presenta la problemática de baja tensión en la SE Chapultepec en condiciones de Red Eléctrica completa, los cuales se agravan ante el disparo de la LT entre las SE Cerro Prieto Dos – 93470 – Chapultepec. Adicionalmente, el disparo del banco de la SE Parque Industrial AT-20 o disparo del CEV de la SE Tecnológico ocasiona bajas tensiones de operación en diversas SE a pesar de tener toda la compensación capacitiva en servicio. La problemática disminuirá con el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey que han sido instruidos por SENER a CFE, con fecha de entrada en operación factible de diciembre de 2029 y con el Proyecto CCC San Luis Río Colorado y su Red Eléctrica asociada que actualmente se encuentra en construcción con fecha de entrada en operación abril de 2025.

... Continuación

CUADRO 4.1.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

TRANSMISIÓN	• En la Red Eléctrica en 69 kV, se presentan alarmas de sobrecargas en las LT entre las SE Cárdenas – 63110 – Rubí y Guerrero – 63570 – Rubí, donde el disparo de una de ellas provoca la sobrecarga de la Línea de Transmisión restante. De igual manera, se presentan sobrecargas en las dos LT de las SE Tijuana – 63190/63210- Industrial, donde el disparo de una de ellas provoca la sobrecarga de la Línea de Transmisión restante. Se han programado los proyectos Rubí entronque Cárdenas – Guerrero y Frontera entronque Industrial – Universidad como solución a la problemática de transmisión en la ciudad de Tijuana y han sido instruidas, con fecha factible de entrada en operación febrero de 2028 y octubre de 2027 respectivamente, de acuerdo con CFE-Transmisión. Las LT de las SE Panamericana Potencia – 63640 – Hipódromo y Panamericana Potencia – 63650 – Hipódromo se encuentran limitadas en su capacidad de transmisión por falla en su sistema de tierras (no cuentan con protección 51) lo que limita su capacidad de transmisión. • Se han tenido problemáticas de baja tensión en las SE de Zona Tecate ante el disparo de la LT Herradura – 63740 – Tecate Uno. Se hace necesaria compensación capacitiva en la SE Tecate Uno de la Red Eléctrica en 69 kV para evitar esta problemática. En el PAMRNT 2021 – 2035 se incluyó el proyecto de un capacitor de 15 MVAr que atiende la problemática y que ha sido instruido por SENER a CFE-Transmisión para su realización, con fecha factible actualizada por CFE-Transmisión para septiembre de 2027.
TRANSFORMACIÓN	• Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024 se tuvieron los siguientes Estados Operativos en las compuertas: ○ Compuerta de Flujo WECC – CFE, 8755 horas con 21 minutos de Estado Operativo Normal y 28 horas con 39 minutos de Estado Operativo de Emergencia. ○ Compuerta de Flujo Valle – Costa, 8783 horas con 42 minutos de Estado Operativo Normal y 0 horas con 18 minutos de Estado Operativo de Emergencia. ○ Compuerta de Flujo Tijuana – Ensenada, 8768 horas con 3 minutos de Estado Operativo Normal y 15 horas con 57 minutos de Estado Operativo Emergencia. ○ Compuerta de Flujo 230/161 kV, 8552 horas con 6 minutos de Estado Operativo Normal, 127 horas con 54 minutos de Estado Operativo de Alerta y 104 horas con 0 minutos de Estado Operativo de Emergencia. ○ Compuerta de Flujo 230/69 kV, 7570 horas con 9 minutos de Estado Operativo Normal, 1187 horas con 21 minutos de Estado Operativo Alerta y 26 horas con 30 minutos de Estado Operativo de Emergencia. ○ Compuerta de Flujo Mexicali – San Luis Río Colorado, 8759 horas con 42 minutos de Estado Operativo Normal y 24 horas con 18 minutos de Estado Operativo de Emergencia. ○ Compuerta de Flujo La Rosita – Valle, 8781 horas con 48 minutos de Estado Operativo Normal y 2 horas con 12 minutos de Estado Operativo de Emergencia. • De lo anterior se observa que se requiere incrementar la capacidad de transformación en la Zona Tijuana. Para disminuir las horas de Estado Operativo de Alerta de la Compuerta de Flujo 230/161 kV, se interconectó generación en la Red Eléctrica en 161 kV, conectando un monto total de 291 MW a la barra de la SE González Ortega 161 kV.

... Continuación

CUADRO 4.1.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

TRANSFORMACIÓN	• Para la región Costa, los bancos de transformación de la SE Tijuana I (T10 y T20) durante el verano de 2023 operaron en el 93.9 % de su capacidad en condición de Red Eléctrica completa, mientras que durante el verano de 2024 alcanzaron un valor máximo de 102.7 % de su capacidad. Sin embargo, la sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) llega hasta el 143% de su capacidad, el EAR que se tenía no mitigaba la sobrecarga por lo que se modificó el esquema con el fin de evitar en lo posible la acción manual del operador y automatizar un mayor tiro de carga. La problemática se solucionó con la entrada de operación del Proyecto Tijuana I Banco 4 el 28 de diciembre de 2024. • Los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia presentaron un flujo de potencia 89 MW durante verano de 2023 mientras que durante verano de 2024 se incrementó el flujo de potencia a 93 MW, esto se debió principalmente a la entrada de un banco provisional de 60 MVA de relación de transformación de 230/69 kV pues se presentan alarmas de sobrecargas ante contingencia sencilla (N-1) con valores de hasta el 157% de su capacidad nominal. Al igual que la SE Tijuana I, se modificó el EAR para la transformación de la SE Panamericana Potencia, con el fin de mitigar las sobrecargas con un menor monto de carga y no recurrir a tiro de carga por acción del operador. SENER ha instruido a CFE-Transmisión el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 como solución para esta problemática, el cual tiene fecha de entrada en operación factible en octubre de 2025. • En la Zona Valle, sin la entrada de generación de energía eléctrica de la Red Eléctrica en 161 kV por protocolo correctivo, se tiene sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Santa Isabel AT-30 y AT-40, ante el disparo del banco de transformación en paralelo. Esto resulta en alarmas de violación a la Compuerta de Flujo de 230/161 kV, se cuenta con un EAR que realiza seccionamiento de la Red Eléctrica para mitigar la problemática. • En la transformación de alta a media tensión de la Zona Valle, los transformadores de las SE Aeropuerto II, Centenario, Centro, Cetys, González Ortega, Mexicali Oriente, Mexicali II, Orizaba, Packard, Rio Nuevo, Santa Isabel, Sánchez Taboada, Tecnológico, Valle de Puebla, Wisteria, Xochimilco, Chapultepec, Parque Industrial, Hidalgo, Ruiz Cortines y San Luis Rey operaron arriba del 90 % de su capacidad, se espera la saturación en el corto plazo. • La SENER instruyó a la Distribuidora los proyectos de transformación Victoria Potencia, Libramiento y González Ortega para resolver la problemática en los próximos años. Adicionalmente, se ha identificado la necesidad de realizar los proyectos Paredones Potencia y Mexicali Oriente en el mediano plazo con lo que se resuelve la problemática de saturación en transformadores de alta a media tensión de las zonas Mexicali y San Luis Rio Colorado.

... Continuación

CUADRO 4.1.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

TRANSFORMACIÓN	• Para la región Costa, los transformadores de las SE Ciprés, Durazno, Ensenada, Francisco Villa, Florido, Frontera, Hipódromo, Industrial, Lago, La Mesa, México, Metrópoli, Pacifico, San Simón, San Quintín, Seminario, Tecate Uno, Tecolote, Tijuana Dos, Universidad y Valle las Palmas estuvieron operando al 90 % de su capacidad. SENER ha instruido a la Distribuidora los proyectos de transformación Pacífico y La Encantada, con los que se solucionará la problemática en la ciudad de Tijuana. Adicionalmente, se instruyeron los proyectos: Toreo, Durazno, Alamar y Panamericana en el mediano plazo con lo que se resuelve la problemática de saturación en transformadores de alta a media tensión de la Zona Tijuana.
COMPENSACIÓN	• Las Zonas Mexicali y San Luis Río Colorado tienen un déficit de potencia reactiva mayor a 100 MVAr. El CEV ubicado en la SE Tecnológico operó al 100 % de su capacidad en los días de demanda máxima. • El esquema de bajo voltaje instalado en la SE Chapultepec, operó múltiples veces sin falla aparente. Esta SE alimenta Redes Eléctricas de media tensión 34.5/13.8 kV (SE Rurales) y dichos alimentadores son longitudinales. • Las siguientes UCE de generación presentan limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de tensión: o Cerro Pietro IV, Unidades 10, 11 y 12. o Cerro Pietro III, Unidades 08 y 09 estuvieron fuera de servicio. • En la SE Tecate I no se cuenta con compensación reactiva en media tensión para atender la problemática de baja tensión. En el PAMRNT 2021-2035, SENER instruyó a CFE-Transmisión instalar un capacitor de 15 MVAr en nivel de tensión en 115 kV con fecha de entrada en operación en septiembre de 2027 para atender esta problemática. • En la parte sur de Zona Ensenada se requiere de compensación reactiva en Red Eléctrica en 115 kV en la SE San Simón para el soporte de tensión en las SE del Corredor de transmisión costero al sur de la ciudad de Ensenada, entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón. Para tener un mayor soporte de tensión se procedió a mover uno de los bancos de capacitores ubicados en SE Cañón para reubicarlo en SE San Simón y en 2024 se movió el capacitor de 15 MVAr de la SE Ciprés a la SE San Simón, esto con el objetivo de acercar la fuente de potencia reactiva al punto de consumo y así evitar la caída de tensión. SENER ha instruido a CFE-Transmisión la realización del proyecto San Simón MVAr que incorpora 7.5 MVAr. SENER instruyó a CFE-Transmisión un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín mediante un STATCOM con fecha de entrada en operación en febrero 2026, que permitirá atender el crecimiento de la demanda manteniendo la tensión dentro de los Límites Operativos establecidos.

... Continuación

CUADRO 4.1.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

GENERACIÓN	• La demanda máxima instantánea se presentó el 10 de septiembre de 2024 a las 15:45 horas, alcanzando un valor pico de 688.5 MW, lo que representa un crecimiento del 1.2 % con respecto a los 680.5 MW de demanda del 2023. Debido a la alta indisponibilidad de generación (350.17 MW), el SIBCS se encontraba en Estado Operativo de Alerta por violación de reserva, la indisponibilidad entre todas las tecnologías a la hora de la demanda máxima fue 350.17 MW, lo que representa un 29.5 % de la capacidad total, contando además con una Reserva Operativa del 8.16 % (56.19 MW). • La generación indisponible a la hora de la demanda máxima fue la siguiente: o CE TG Punta Prieta Unidad 3, por tubería rota en caldera. o CE TG Punta Prieta Unidad 4, por altas vibraciones en turbina. o CCI General Agustín Olachea Unidad 2, por problemas en conjunto de potencia. o CCI General Agustín Olachea Unidad 3, por explosión en cilindro. o CCI Baja California Sur Unidad 5, por incendio en motor principal. o CE TG Los Cabos Unidad 7, por bloqueo en el motor. o CE TG Los Cabos Unidad 10, por incendio de unidad. o Degradación total de unidades en servicio, 149.0 MW. o La generación FV a la hora de la demanda máxima fue: o CE FV Aura Solar Uno, 26.0 MW (en descenso por curva de operación). o CE FV Aura Solar Tres, 16.8 MW (en descenso por curva de operación). o CE FV Sol de Insurgentes, 8.1 MW (en descenso por curva de operación). o CE FV La Toba EC, 20.1 MW. o GD Exenta (con medición) 1.0 MW • La generación EO a la hora de la demanda máxima fue de 5.2 MW. • En el periodo de enero a diciembre de 2024, se registró en 13 ocasiones la operación del esquema automático de corte de carga por baja frecuencia ocasionada por la desconexión fortuita de generación. El número de operación de este esquema se ha visto disminuido debido a la operación del control de frecuencia de los SAE con baterías integrados en CE Renovables. • Se ha observado un incremento en la utilización de generación de las UCE TG diésel de la CE TG Los Cabos, las cuales están pensadas como unidades de emergencia. Para el periodo de septiembre 2023 a septiembre de 2024, la CE TG Los Cabos estuvo generando potencia activa durante 7,760 horas de las 8,784 horas del año, produciendo un total de 282.7 GWh. Por esta razón es importante expansión futura de recursos de generación cercanos a la Zona de Los Cabos. • La problemática en la degradación de las UCE convencionales del SIBCS se ha agravado en los últimos años, y no se ha podido llevar a cabo un plan que resulte efectivo a corto y mediano plazo para resolver la problemática. La planeación a mediano y largo plazo contempla la capacidad instalada de generación en el SIBCS, sin embargo, al no resolverse la problemática creciente de la degradación de la generación instalada, se debe considerar la capacidad efectiva y adelantar la necesidad de proyectos de generación en el SIBCS.

... Continuación

CUADRO 4.1.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo La Paz a Los Cabos está constituido por dos LT en 230 kV entre la SE Olas Altas – 93130/93140- El Palmar y una LT en 115 kV entre las SE El Triunfo – 73130 – Santiago, presentó sobrecarga en su Límite Operativo de 237 MW durante 10 horas, llegando a un valor máximo de 245.77 MW. Además, se registraron valores por encima del 95 % de su capacidad durante 603 horas. Cabe señalar que se aumentó el despacho de generación en la CE TG Los Cabos requerido para controlar el flujo de potencia de dicha Compuerta de Flujo, siendo de 282.7 GWh entre enero y diciembre de 2024. Por esta razón es importante el incremento de la capacidad de transmisión entre estas zonas de carga, por lo que se tiene el proyecto instruido P23-BS1 con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE-Transmisión de diciembre 2028. • La Compuerta de Flujo de Zona La Paz a Zona Constitución está constituido por dos LT en 115 kV entre las SE Las Pilas – 73350/73460 – Villa Constitución. La máxima cargabilidad de esta Compuerta de Flujo fue de 79.69 MVA, por lo que no rebasó el Límite Operativo, esto se debe al incremento de capacidad de generación renovable en la Zona de Villa Constitución. Se están eliminando las restricciones serie las cuales permitirán incrementar el límite de transmisión a 100 MVA, faltando solo un tramo de la Compuerta de Flujo por actualizar. • La máxima cargabilidad del Autotransformador de la SE Olas Altas (AT-10) fue de 93.47 MVA. La capacidad de AT-10 de la SE OLA es de 100 MVA (tiene declarado un Límite Operativo de 85 MVA por estabilidad), el cual estuvo rebasado durante 2 horas. La interconexión del AT-20 en la SE Olas Altas ocurrida en diciembre de 2024 eliminaría esta restricción actual. • No se presentaron congestiones en Líneas de Transmisión o Autotransformadores que provocaran la activación de acciones remediales. • Derivado del incremento de carga en la Zona de Los Cabos y de la generación en la CE TG Los Cabos, se ha observado un incremento en el flujo de potencia activa a través de la Compuerta de Flujo compuesta por las LT entre las SE TG Los Cabos – 73330 – Cabo San Lucas Dos y TG Los Cabos – 73340 – Cabo Falso con capacidad de 120 MVA cada una. Debido a esto, durante los meses de alta demanda de verano, esta Compuerta de Flujo se carga en conjunto más de 120 MVA, provocando que no se soporte contingencia sencilla (N-1) de cualquiera de estas Líneas de Transmisión que lo conforman. Para el verano 2024, se eliminaron las restricciones serie de las SE que conforman dicha Compuerta de Flujo permitiendo incrementar la capacidad de transmisión a 179 MVA.
TRANSFORMACIÓN	• Para evitar la saturación de la SE Palmira y SE Punta Prieta, se ha identificado el proyecto de ampliación de capacidad en la SE Punta Prieta en el mediano plazo, así como la Distribuidora implementará estrategias en la Red Eléctrica de media tensión para reconfigurar cargas en las SE colindantes, sin embargo, en el mediano plazo se observa la necesidad de ampliar la capacidad de transformación instalada en la SE Recreo.

... Continuación

CUADRO 4.1.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

COMPENSACIÓN	• Con el propósito de no alcanzar a sobrecargar los transformadores de las RGD del MEM en la Zona Los Cabos, la Distribuidora implementó estrategias de reconfiguración de cargas entre las SE colindantes, además de la relocalización de los transformadores móviles existentes en las SE Santiago, Cabo San Lucas II y San José del Cabo, además de la interconexión de los transformadores T-20 de las SE Cabo Sol y T-20 de la SE Cabo Falso. No obstante, estos transformadores móviles apenas fueron suficientes para cubrir la demanda durante el verano 2024, por lo que se requiere un plan integral para incrementar la capacidad de transformación de las RGD del MEM del SIBCS para el corto y mediano plazo, pues se prevé que el crecimiento de la demanda seguirá aumentando, sobre todo en la Zona de Los Cabos. • En la SE Monte Real desde su segundo año de operación ya rebasa el 90 % de su capacidad de transformación, por lo que se hace necesario proyectar una ampliación de capacidad de transformación en el mediano plazo ya que existen proyectos residenciales en la Zona de influencia que acelerará la saturación. • Con el fin de resolver parte de la problemática de sobrecargas en los transformadores de las RGD del MEM para la Zona Los Cabos, SENER instruyó a la Distribuidora la construcción de los proyectos de transformación Cabo Falso, el cual se encuentra en proceso de puesta en servicio y Buena Vista, cuya fecha de entrada en operación factible es enero de 2025. • En la Zona Villa Constitución se ha presentado una problemática de baja tensión en algunas SE, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos, mediante la asignación de unidades fuera de mérito por Confiabilidad que, aunque incrementa el costo de operación, permite mantener la tensión de operación dentro de los Límites Operativos establecidos, por lo que no se han requerido la operación de EAR. • En Ciudad Insurgentes y Loreto se observa una problemática de requerimientos de compensación capacitiva en la RGD del MEM, en julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Loreto MVAr propuesto por el CENACE, CFE-Transmisión proporcionó la fecha de entrada en operación factible para septiembre de 2027. • Durante los meses de verano se presentó una degradación del perfil de tensión en las SE de carga de la Zona La Paz, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos y no se ha requerido ningún EAR, gracias a la aportación que realiza el CEV de la SE El Palmar. • Se presentaron problemáticas de baja tensión ante contingencia sencilla (N-1) en las SE Camino Real, Recreo y Santiago en la Red Eléctrica en 115 kV. En el mediano plazo se cuenta con los proyectos Bledales MVAr y Camino Real MVAr con lo cual se solucionará la problemática. Estos proyectos han sido instruidos a CFE-Transmisión por parte de SENER para su construcción con fecha factible de febrero de 2026 y septiembre de 2027, respectivamente. • En la Zona Los Cabos se presenta degradación del perfil de tensión derivado de la alta cargabilidad en la Zona, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos y no se ha requerido ningún EAR.

... Continuación

CUADRO 4.1.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

COMPENSACIÓN	• Se ha observado en estudios que, ante contingencia sencilla (N-1) se puede presentar saturación en el CEV de la SE El Palmar degradando el perfil de tensión en la Zona Los Cabos y la capacidad de transmisión en la Compuerta de Flujo La Paz –Los Cabos, por lo que se han instruido los proyectos de modernización de compensación capacitiva de la Zona Los Cabos, los cuales contemplan la repotenciación de la compensación existente en la Red Eléctrica en 115 kV y la construcción de proyectos de refuerzo capacitivo en SE de la Compuerta de Flujo en 115 kV entre las Zonas La Paz y Los Cabos. Dichos proyectos tienen una fecha estimada de diciembre de 2028 y diciembre de 2029, respectivamente.

CUADRO 4.1.10. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

GENERACIÓN	• Se presentó la demanda máxima instantánea con 36.25 MW a las 14:36:45 horas el 09 de septiembre de 2024. • La capacidad declarada de la CCI Vizcaíno es de 22.53 MW como generación base, durante el 2024 la CE ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 16 MW (71 %) siendo su principal causa el decremento en su capacidad por falla en el sistema de inyección. • El día de demanda máxima la CCI Vizcaíno participó con una disponibilidad de 14.10 MW, esto ocasiona disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia con tecnología TG, turbojet y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos. o Actualmente el SIM cuenta con una capacidad de generación instalada de 70.98 MW, de dicha capacidad únicamente se cuenta con 51.05 MW (71.92 %) disponibles ya que se tiene degradación de unidades de generación e indisponibilidad sin pronóstico de recuperación como la Unidad U-02 de la CE Guerrero Negro II. o En el año 2024, se presentaron 33 eventos de operación de Esquema de Protección de Sistema por baja frecuencia 81, operando de la siguiente forma: el primer paso a 59 Hz, 24 veces, el segundo paso a 58.8 Hz, 8 veces (parcial) y sexto paso a 58.2 Hz en 1 ocasión. o El monto de corte de carga en la demanda máxima para cada paso es el siguiente: o Paso 1: 5.94 MW, 19.39% de la demanda máxima o Paso 2: 2.14 MW, 5.90% de la demanda máxima o Paso 3: 1.32 MW, 3.64% de la demanda máxima o Paso 4: 3.03 MW, 8.36% de la demanda máxima o Paso 5: 4.32 MW, 11.92% de la demanda máxima o Paso 6: 3.47 MW, 9.57% de la demanda máxima o Paso 7: 1.25 MW, 3.45% de la demanda máxima o Paso 8: 2.09 MW, 5.77% de la demanda máxima o Paso 9: 4.24 MW, 11.70% de la demanda máxima • Se han presentado constantes pérdidas de generación que provocan el abatimiento en la frecuencia y la operación de EPS 81, por lo que, es necesario la revisión de UCE, además de realizar pruebas de regulación de frecuencia y tensión.

... Continuación

CUADRO 4.1.10. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

GENERACIÓN	• El 10 de julio 2024 a las 23:38:25 horas se presenta el disparo de la LT de las SE Mezquital – 73110 – Santa Rosalía, operando el EPS 21, ocasionando islas eléctricas (Zona Santa Rosalía y Zona Guerrero Negro). ○ Minutos después, a las 23:49:19 horas se presentó el disparo de la U-21 de la SE Santa Rosalía con una generación de 4.88 MW, esto ocasiona la salida de servicio de la CCI Santa Rosalía con 7.40 MW (U-03, U-04, U-05, U-17) y con ello se dejó de suministrar energía eléctrica en la Zona Santa Rosalía. El monto de la carga afectada fue de 12.0 MW. ○ En la maniobra de recuperación de carga de la Zona Santa Rosalía (aislados eléctricamente) se solicitó el arranque negro de las UCE de la CCI Santa Rosalía donde falló la unidad U-17, posteriormente la unidad U-05 suministró usos propios de la CCI Santa Rosalía hasta sincronizar la unidad U-03, para después salir de sincronismo y cambiar el modo de control de generación. ○ Al día siguiente, a las 01:08:00 horas, se informa al personal de generación que no se tienen condiciones para realizar más intentos de arranque de UCE derivado a que no se cuenta con aire en el sistema de arranque. ○ Se realiza un intento con la unidad U-03 de la CCI Santa Rosalía para suministrar usos propios de la unidad U17 de la misma CE, siendo fallido, pues salió de servicio por disparo en la energización del banco de transformación T-80 de la CCI Santa Rosalía. ○ Más tarde, a las 01:30:00 horas, el personal de transmisión declara disponible la LT de las SE Mezquital – 73110 – Santa Rosalía por medio del interruptor 77100 de la SE Mezquital (comodín) iniciando la maniobra en campo para energizar bus de transferencia. ○ Por último, a las 01:53:00 horas, se energiza la SE Mezquital para terminar finalmente con la recuperación de la carga completamente a las 04:06:45 horas con una ENS de 39.561 MWh. • Se requiere incluir una Línea de Transmisión en paralelo de amarre de buses entre las SE Vizcaíno y una sección de bus de la CE Guerrero Negro Cuatro con la finalidad de tener una segunda trayectoria para la disponibilidad de generación y un restablecimiento de carga en la Zona de Vizcaíno, Guerrero Negro y Bahía de los Ángeles. Actualmente no se cuenta con suficiente generación para mantener el suministro total de energía eléctrica en la Zona del Valle de Vizcaíno y Poblado de Guerrero Negro, en caso de indisponibilidad de amarre de buses del interruptor 53015 de la CE Guerrero Negro II.
TRANSMISIÓN	• En la Red Eléctrica en 115 kV, se han presentado contingencias de la LT de las SE Vizcaíno – 73140 – Mezquital, Santa Rosalía – 73110 – Mezquital, CE GEO Las Vírgenes – 73130 – Mezquital y Vizcaino – 73120 – Bahía Asunción. • El 09 de marzo 2024, sale de servicio la LT Vizcaino – 73120 – Bahía Asunción (objeto sobre la Línea de Transmisión) con un flujo de potencia activa de 1.3 MW, que afecta una carga de 1.3 MW y una ENS de 0.034 MWh. • El 20 de abril 2024, sale de servicio la LT Vizcaino – 73140 – Mezquital, (personal accidentado ajena al SIM) con un flujo de potencia activa de 0.17 MW, que afecta una carga de 1.12 MW con ENS de 0.328 MWh.

... Continuación

CUADRO 4.1.10. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

TRANSMISIÓN	• El 19 de mayo 2024, sale de servicio la LT Vizcaino – 73120 – Bahía Asunción, libranza (poste dañado), que afecta una carga de 1.35 MW y una ENS de 6.361 MWh. • El 04 de junio 2024, sale de servicio la LT CE GEO Las Vírgenes – 73130 – Mezquital, (caída poste incendiado) con un flujo de potencia activa de 5.42 MW, que afecta una carga de 4.92 MW con ENS de 2.212 MWh. • El 10 de julio 2024 a las 23:38:25 horas, se presenta el disparo de la LT Mezquital – 73110 – Santa Rosalía con un flujo de potencia activa de 4.35 MW operando el EPS 21 "AN", seguido de la pérdida de la SE Mezquital por el EPS 50 FI, sacando de servicio el interruptor 73140 de la SE Mezquital con un flujo de potencia activa de 0.98 MW (interconexión de la Zona Santa Rosalía y Zona Guerrero Negro), el interruptor 73130 de la SE Mezquital, la línea de interconexión de la CE GEO Las Vírgenes con 5.35 MW y el reactor R-10 de la SE Mezquital de 2.50 MVAr. Esto provocó que se generaran islas eléctricas ocasionando abatimiento en la frecuencia Zona Santa Rosalía y la operación del EPS 81 quinto paso parcial afectando una carga de 6.88 MW y una ENS 0.525 MWh. La causa del disturbio fue un ave en la Línea de Transmisión aunado con la respuesta tardía de la apertura del interruptor 73110 de la SE Mezquital. • El 19 de agosto 2024 a las 23:33:55 horas, sale de servicio por disparo la LT de las SE Mezquital – 73110 – Santa Rosalía con un flujo de potencia activa de 5.0 MW ocasionando islas eléctricas (Zonas Guerrero Negro y Santa Rosalía), abatimiento en la frecuencia y la operación de EPS 81 sexto paso parcial al afectar carga en la Zona Santa Rosalía. La carga afectada fue de 9.96 MW con ENS de 17.473 MWh. La causa fue una tormenta eléctrica en la Zona. • Se han presentado afectaciones de carga considerables por la pérdida de la LT de las SE Mezquital – 73110 – Santa Rosalía, por lo que se ve la necesidad de incrementar la confiabilidad de dicha Compuerta de Flujo.
TRANSFORMACIÓN	• El 07 de junio 2024, sale de servicio interruptor del lado de baja y alta tensión del banco de transformación T-20 de la SE Bahía Asunción, perdiendo la carga del bus de 34.5, afectando una carga de 1.73 MW con ENS de 0.366 MWh. • El 03 de julio 2024, sale de servicio el banco de transformación T-20 de la SE Bahía Asunción, retirando el equipo por solicitud del personal de distribución al requerirse de manera emergente en el Sistema Baja California Sur (Zona Los Cabos).
COMPENSACIÓN	• El 18 de mayo 2024 queda indisponible el capacitor C-10 de la SE Guerrero Negro Uno, lo cual implica bajo perfil de voltaje en los buses de 13.8 kV y 34.5 kV, sin embargo, al presentarse la contingencia sencilla más severa (N-1) siendo la pérdida de la Línea de Distribución de la SE Guerrero Negro Tres a la SE Guerrero Negro Uno, el Sistema entraría en Estado Operativo de Emergencia al no cumplir con el perfil de tensión en la SE. • El 29 de mayo 2024, se recupera el capacitor C-10 de la SE Guerrero Negro Uno con 0.90 MVAr (capacidad máxima de 1.20 MVAR) manteniendo la problemática de baja tensión. • El 23 de junio de 2024, queda nuevamente indisponible el capacitor C-10 de la SE Guerrero Negro Uno por falla de fusible, regresando a estado de servicio el 24 de junio con 0.90 MVAr.

... Continuación

CUADRO 4.1.10. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

COMPENSACIÓN	• El 19 de julio de 2024, queda nuevamente indisponible el capacitor C-10 de la SE Guerrero Negro Uno por falla de fusible y cuchilla de potencia, el 03 de agosto se recupera capacitor C-10 con 0.90 MVAr. • El 15 de agosto 2024, se instala en la RGD del MEM un banco de capacitores de 0.60 MVAr en el circuito 43200 de la SE Guerrero Negro Uno y el 19 de agosto 2024 se inserta otro banco de 0.60 MVAr en el circuito 43100 de la misma SE, mejorando el perfil de voltaje en la Zona. • Se espera instalar un banco de capacitores de 1.20 MVAr en la RGD del MEM en el circuito 53100 de la SE Guerrero Negro Uno, esto para completar la compensación necesaria en la SE mencionada. • Se requiere recuperar comunicación (mandos y mediciones) sobre el interruptor 55100 de la SE Guerrero Negro Uno (banco de capacitores C-10) para el control de voltaje por SCADA de la Subgerencia de Control Santa Rosalía.

4.2. Comportamiento de la demanda y consumo brutos del Sistema Eléctrico Nacional durante 2024

A continuación, se presentan gráficas de la Demanda máxima integrada y el Consumo bruto para los cuatro Sistemas Interconectados (SIN, SIBC, SIBCS y SIMUL) durante las 52 semanas (año móvil) de los tres últimos años con el objetivo de identificar su comportamiento.

Los efectos económicos, climáticos y sociales tienen un fuerte impacto en la demanda y oferta de productos y servicios, y estas consecuencias se ven reflejadas en las gráficas que se presentan.

4.3. Comportamiento semanal de la demanda máxima bruta integrada y consumo bruto del Sistema interconectado Nacional

En la Figura 4.3.1 se muestra el comportamiento de la Demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color verde indica la demanda semanal del 2024.

En el año 2022, la demanda máxima se presentó el 21 de julio, en el 2023 ocurrió el 21 de junio y, en el 2024 se adelantó y presentó en mayo, con un crecimiento del 0.3% respecto al 2023. Desde hace tres años cíclicamente, en los meses de mayo a julio se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas (olas de calor) y los ciclos agrícolas de bombeo en el norte del país. En la época invernal se tienen los menores niveles de demanda por una reducción notable en los registros de temperatura y el ciclo agrícola en el norte del país; para el 2024, el crecimiento del promedio de las demandas máximas semanales de invierno a máxima de verano fue de 11,178 MWh/h.

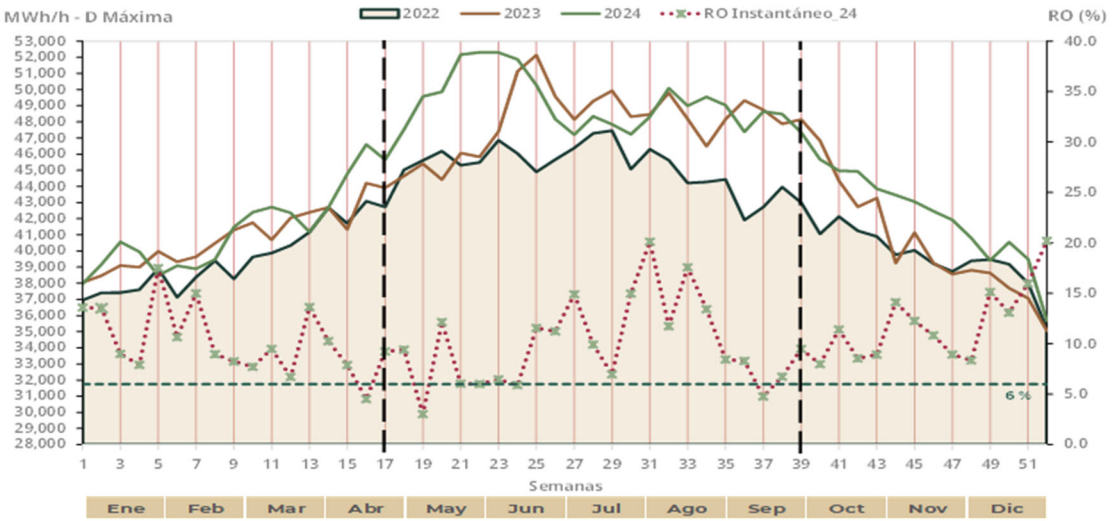
En la misma Figura 4.3.1 se indica el comportamiento de la Reserva Operativa (RO) instantánea de la generación, que corresponde a la escala de la derecha. Partiendo de la base que la Reserva Operativa en Estado Operativo Normal mínimo por Confiabilidad del SIN es del 6%, durante este periodo el SIN se operó de manera general dentro de adecuados márgenes de Confiabilidad, pero hubo cuatro momentos en cuyos valores del sistema se encontraron por debajo del margen operativo del 6%.

Para el SEN en la Figura 4.3.2 se ilustra el comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del 2022-2024 similar al comportamiento de la demanda, durante el periodo mayo – septiembre, se alcanzan los valores máximos del consumo de energía eléctrica por un efecto dominante de las temperaturas y el riego agrícola en el área norte del país; en el año 2024 el SEN tuvo un crecimiento menor al que se presentó en el año 2023, al registrarse un crecimiento del 2.1% del 2024 con respecto al 2023. Se identifica una mayor recuperación del consumo de energía eléctrica en cuatro de las siete GCR y SIBC.

Para el SIN, en la Figura 4.3.3 se muestra el comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del 2022-2024. En el último año registró un volumen de energía eléctrica de 337,497 GWh cuyo valor representa un crecimiento de 1.9% en relación con el 2023, debido al aumento del consumo de las GCR: PEN, ORI, NOR y NES, mientras que la GCR OCC y CEN crecieron a una tasa menor al SIN.

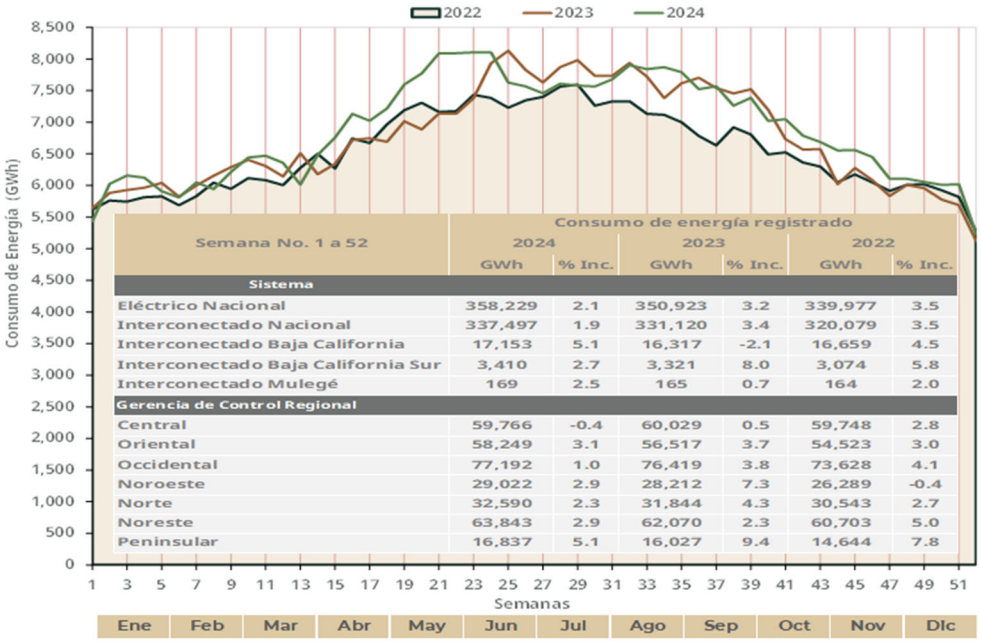
Para el SEN y el SIN se identifica un perfil similar de comportamiento de la demanda integrada máxima, durante el periodo mayo – septiembre se alcanzan los valores máximos del consumo de energía eléctrica por un efecto dominante de las temperaturas en el norte (ola de calor), que se presentaron.

FIGURA 4.3.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA SEMANAL DEL SIN EN 2022, 2023 Y 2024 (MWH/H)



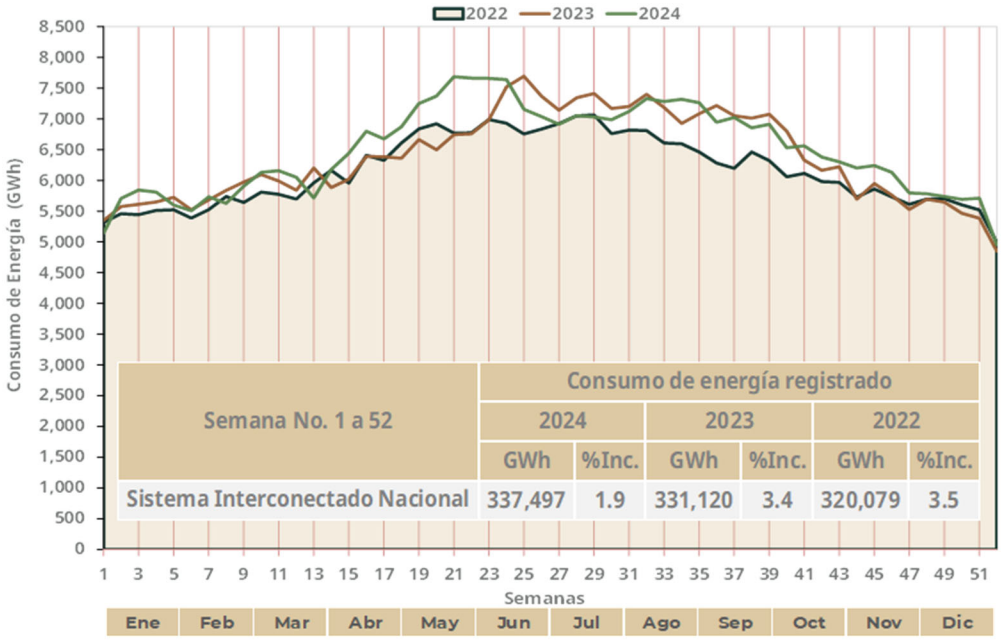
Semana No. 1 a 52 31/12/2023 al 28/12/2024	Demanda máxima integrada registrada								
	2024			2023			2022		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Sistema Interconectado Nacional	52,302	28-may	0.3	52,137	21-jun	9.9	47,453	21-jul	3.9

FIGURA 4.3.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2022, 2023 Y 2024 (GWH)



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2024		2023		2022	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
Eléctrico Nacional	358,229	2.1	350,923	3.2	339,977	3.5
Interconectado Nacional	337,497	1.9	331,120	3.4	320,079	3.5
Interconectado Baja California	17,153	5.1	16,317	-2.1	16,659	4.5
Interconectado Baja California Sur	3,410	2.7	3,321	8.0	3,074	5.8
Interconectado Mulegé	169	2.5	165	0.7	164	2.0
Gerencia de Control Regional						
Central	59,766	-0.4	60,029	0.5	59,748	2.8
Oriental	58,249	3.1	56,517	3.7	54,523	3.0
Occidental	77,192	1.0	76,419	3.8	73,628	4.1
Noroeste	29,022	2.9	28,212	7.3	26,289	-0.4
Norte	32,590	2.3	31,844	4.3	30,543	2.7
Noreste	63,843	2.9	62,070	2.3	60,703	5.0
Peninsular	16,837	5.1	16,027	9.4	14,644	7.8

FIGURA 4.3.3. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN 2022, 2023 Y 2024 (GWH)



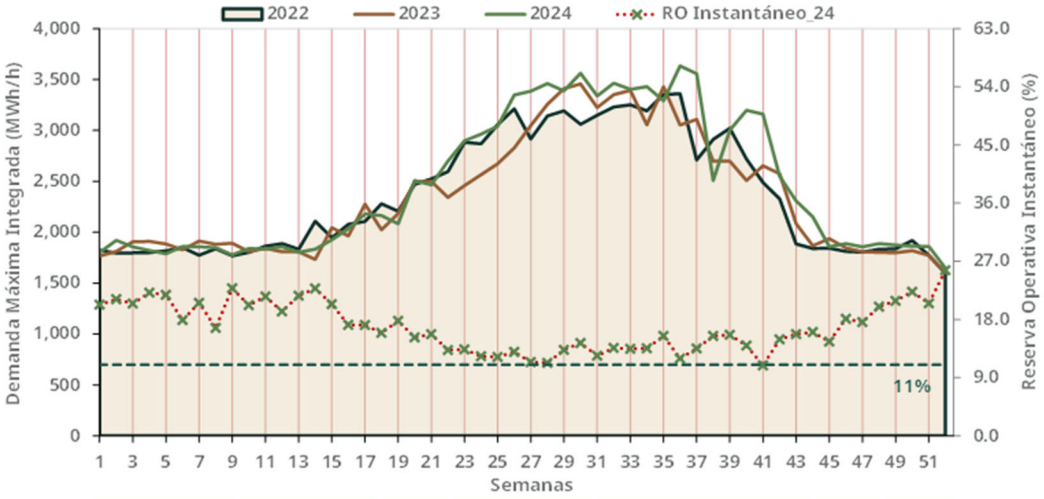
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2024		2023		2022	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Sistema Interconectado Nacional	337,497	1.9	331,120	3.4	320,079	3.5

4.4. Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California

En la Figura 4.4.1 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal de SIBC. Se observa que de enero – abril y noviembre – diciembre las demandas son muy similares. En el período de mayo – octubre, se advierte el crecimiento de la demanda, en donde se alcanza el pico máximo, e inicia el descenso de esta. En septiembre de 2024 se presentó la demanda máxima anual en el SIBC con un crecimiento de 5.1% con respecto al año anterior. De acuerdo con la demanda máxima bruta integrada semanal entre el periodo de invierno a verano; se tuvo un crecimiento del orden de 1,623 MWh/h entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

En la Figura 4.4.2 se muestra el comportamiento del consumo bruto semanal de energía eléctrica del SIBC, con el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2024 se presentó un consumo de 17,153 GWh, con un crecimiento del 5.1% con respecto al año 2023.

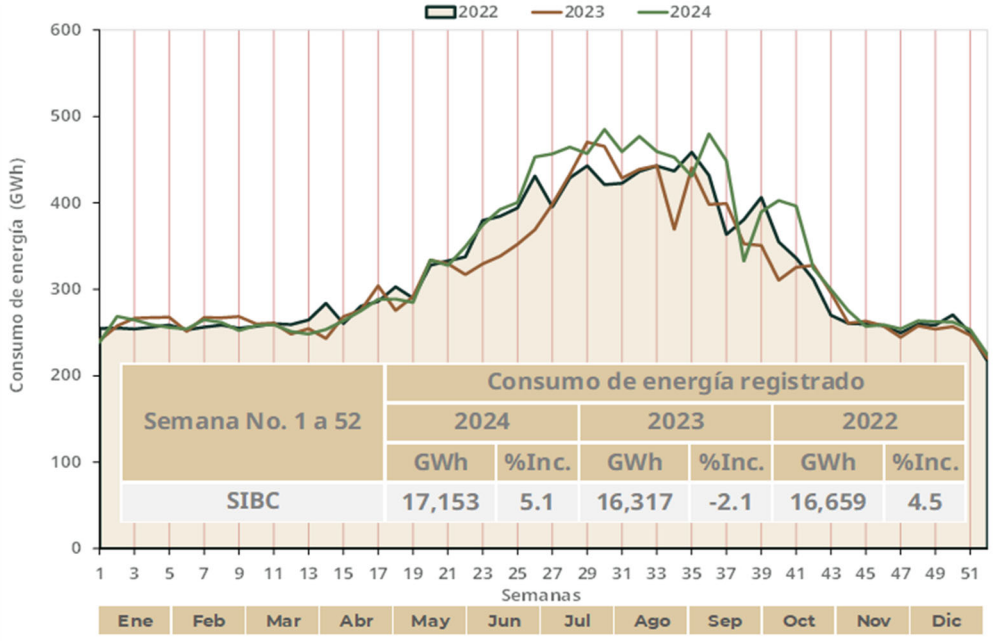
FIGURA 4.4.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 2022, 2023 Y 2024 (MWH/H)



Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic

Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2024			2023			2022		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIBC	3,635	05-sep	5.1	3,457	26-jul	2.9	3,361	05-sep	4.5

FIGURA 4.4.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 2022, 2023 Y 2024 (GWH)



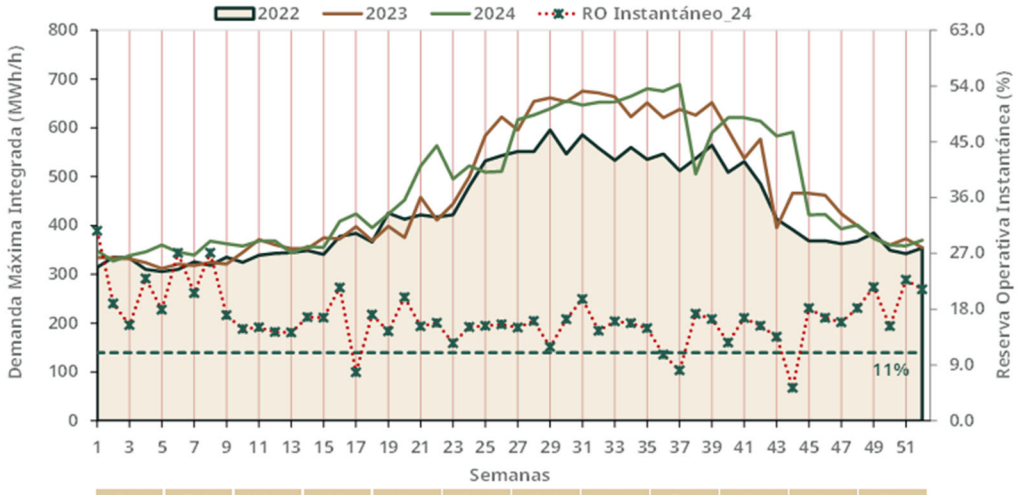
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2024		2023		2022	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIBC	17,153	5.1	16,317	-2.1	16,659	4.5

4.5. Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur

En la Figura 4.5.1 se observa el perfil de la demanda máxima integrada semanal del 2022-2024 en el SIBCS. El trazo en color verde corresponde a la demanda de 2024, el trazo en color café corresponde a la demanda de 2023 y el trazo sombreado a la demanda de 2022. En septiembre de 2024, se presentó la demanda máxima de 689 MWh/h, marcando un crecimiento de 2.1% con relación al 2023.

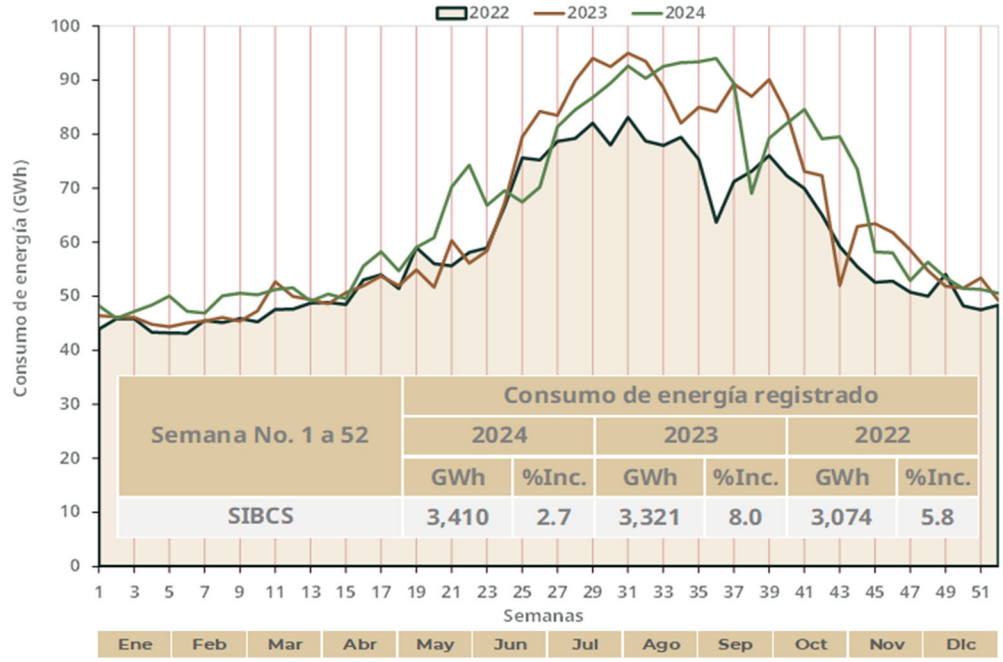
En la Figura 4.5.2 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los últimos tres años (se observa un perfil muy parecido a la demanda), con un crecimiento del 2.7% con relación al 2023. Sobre todo, por el flujo de turistas internacionales y nacionales, uno de los sectores económicos que mueve el consumo de dicho sistema eléctrico.

FIGURA 4.5.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 2022, 2023 Y 2024 (MWH/H)



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2024			2023			2022		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIBCS	689	10-sep	2.1	675	03-ago	13.3	596	22-jul	6.4

FIGURA 4.5.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 2022, 2023 Y 2024 (GWH)

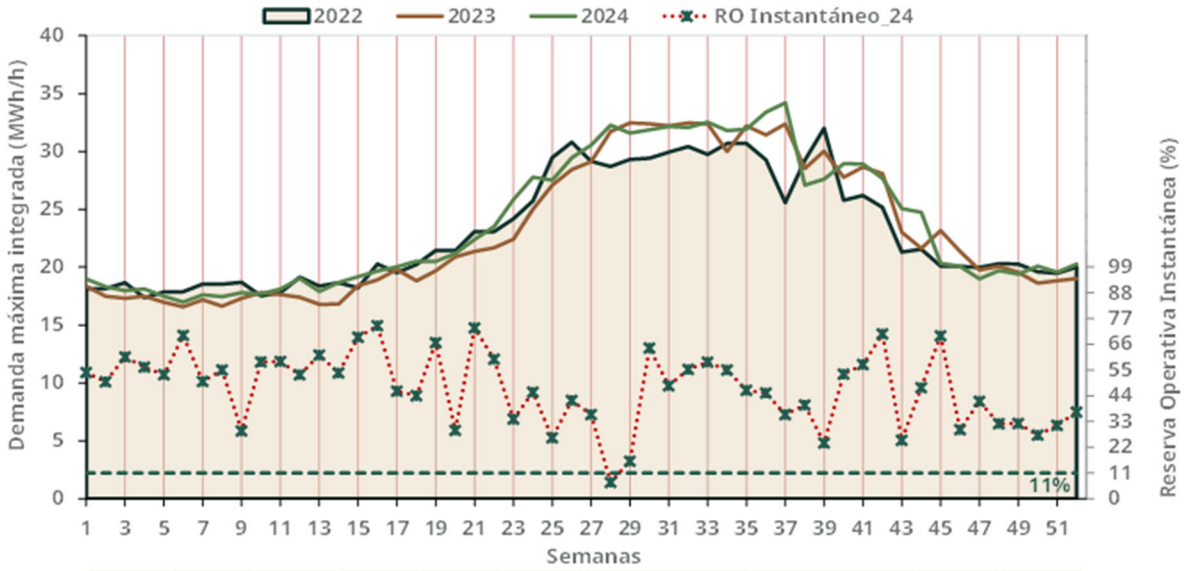


Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2024		2023		2022	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIBCS	3,410	2.7	3,321	8.0	3,074	5.8

4.6. Comportamiento semanal de la demanda máxima bruta integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Mulegé

En las Figuras 4.6.1 y 4.6.2 se presenta el comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal y el consumo bruto de energía eléctrica, del 2022-2024. Los perfiles son los característicos de la zona norte del país, con incrementos considerables de mayo a septiembre. Este pequeño sistema interconectado eléctricamente del resto del SEN alcanzó en 2024 una demanda máxima integrada de 34.2 MWh/h y un consumo de 169 GWh, lo que significó un crecimiento de 5.3% y 2.5% respectivamente con relación al 2023.

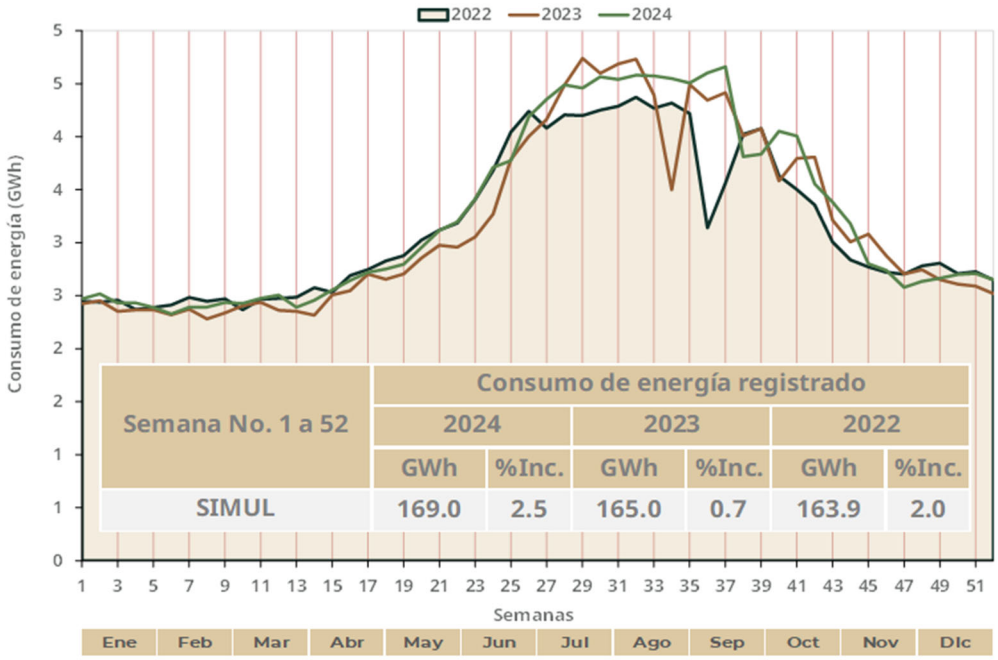
FIGURA 4.6.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 2022, 2023 Y 2024 (MWH/H)



Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic

Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2024			2023			2022		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIMUL	34.2	09-sep	5.3	32.5	07-ago	1.4	32.0	28-jun	0.0

FIGURA 4.6.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 2022, 2023 Y 2024 (GWH)



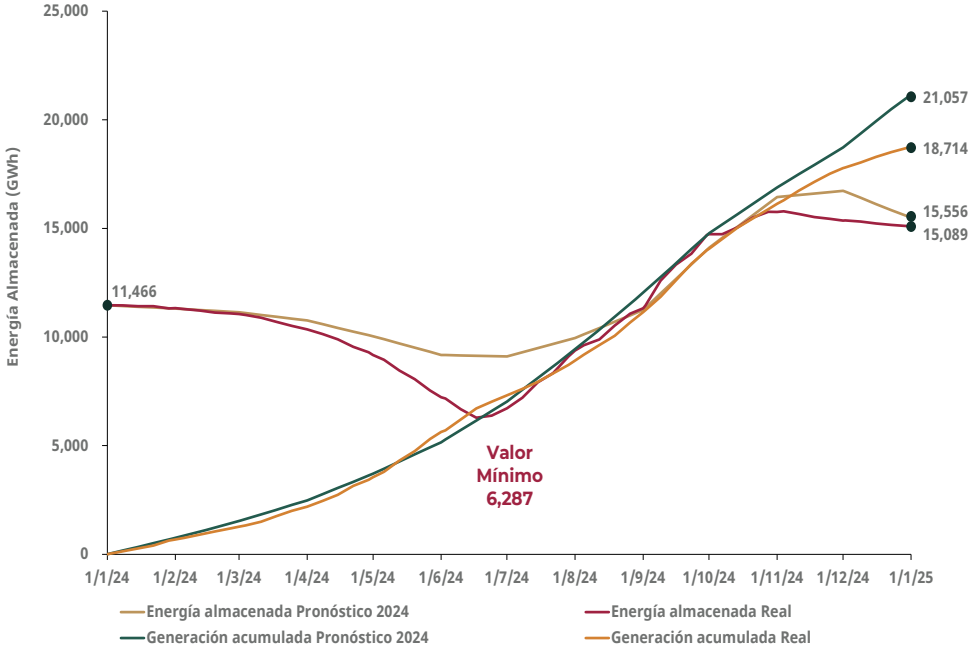
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2024		2023		2022	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIMUL	169.0	2.5	165.0	0.7	163.9	2.0

4.7. Comportamiento de la generación hidráulica

En la Figura 4.7.1 se muestra el comportamiento de la energía HI almacenada y la generación acumulada en los grandes embalses del SEN durante el 2024.

Para el año 2024, la condición inicial de energía eléctrica almacenada se ubicó en 11,466 GWh, la cual fue aprovechada en la temporada de estiaje, de acuerdo con el despacho óptimo de generación hasta alcanzar su valor mínimo en el mes de julio del orden de 6,287 GWh. La recuperación de energía eléctrica almacenada en el periodo de lluvias alcanzó los 15,089 GWh al final del año, lo cual representó un crecimiento de 3,623 GWh respecto a la condición inicial de año. La generación acumulada de los grandes embalses alcanzó un valor del de 18,714 GWh que representa un crecimiento de 21.4% con relación al año anterior.

FIGURA 4.7.1. COMPORTAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ALMACENADA EN LOS GRANDES EMBALSES 2024 (GWH)



4.8. Reserva Operativa

La reserva operativa es la reserva rodante del sistema más la capacidad de generación disponible no sincronizada que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado, más la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.

La reserva operativa en el SIN debe ser mayor o igual al 6% para considerar al Sistema en Estado Operativo Normal; se considera al Sistema en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre $3\% \leq RO < 6\%$[10].

En la Figura 4.8.1 se ilustra la evolución de la Reserva Operativa y la demanda máxima instantánea semanal en el SIN durante los años 2022-2024. En 2022 la reserva operativa se presentó con un valor de 10.9% en la semana 29. En 2023 la reserva operativa del SIN fue de 8.3% en la semana 25, y en 2024 el valor de la reserva operativa fue de 6.5%.

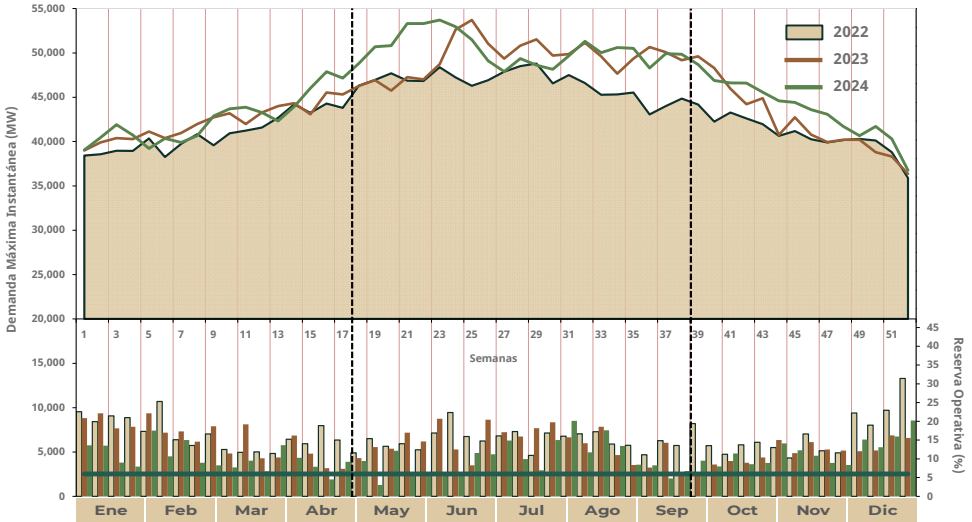
Se observa que a partir de la semana 18 en mayo a la semana 39 en septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima instantánea anual y en consecuencia la Reserva Operativa presenta los menores valores del

10 Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red

año, e incluso durante el periodo mencionado se registran valores muy cercanos al límite mínimo de estado operativo normal del 6%.

Las Figuras 4.8.2, 4.8.3 y 4.8.4 muestran el comportamiento de la demanda máxima instantánea y la reserva operativa del SIBC, SIBCS y SIMUL de 2022-2024.

FIGURA 4.8.1. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2022, 2023 Y 2024 DEL SIN (MW)

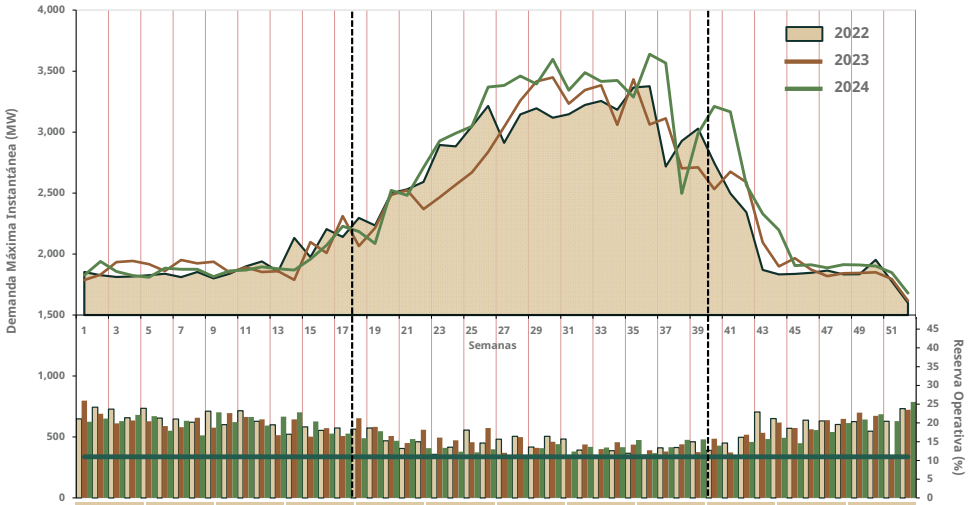


Semana No. 1 a 52 31/12/2023 al 28/12/2024	Demanda máxima instantánea y Reserva Operativa					
	2024		2023		2022	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
Sistema Interconectado Nacional	53,696	6.5	53,702	8.3	48,795	10.9

La reserva operativa de los tres sistemas interconectados debe ser mayor o igual al 11% para considerar un Estado Operativo Normal; se consideran en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 4 % ≤ RO < 11.1%. Dado que el SIBC se interconecta síncronamente con el WECC, se encuentra obligado a cumplir cabalmente con ciertas condiciones, tales como, estándares internacionales de confiabilidad, por ejemplo, "WECC Standard BAL-002-WECC-2ª—Contingency Reserve", que establece los requerimientos de la Reserva para garantizar la Confiabilidad en condiciones normales y anormales.

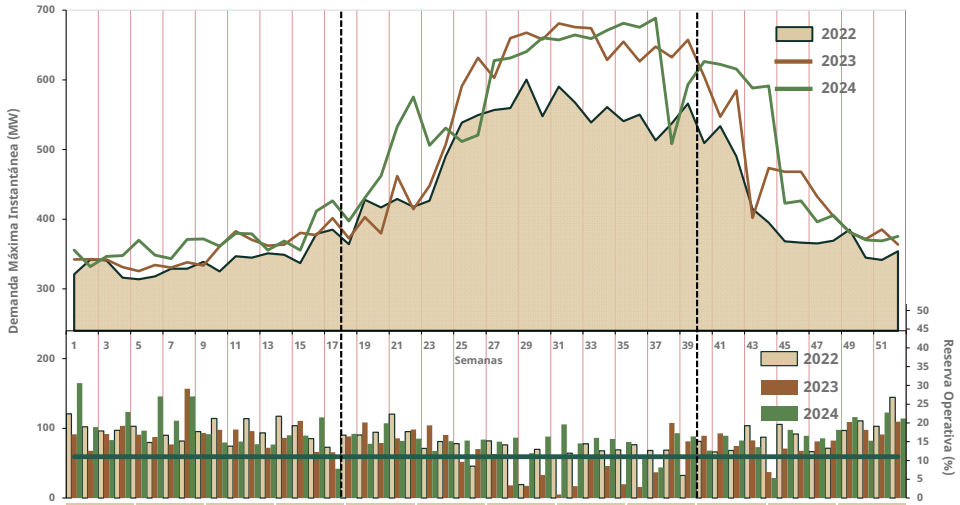
Con relación a la demanda máxima instantánea en 2022 la reserva operativa del SIBC se presentó con un solo valor del 11.4%, esto fue en la semana 36. En 2023 la reserva operativa fue de 15% en la semana 30, y en 2024 el valor de la reserva operativa fue de 12% en la semana 36.

FIGURA 4.8.2. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2022, 2023 Y 2024 DEL SIBC (MW)



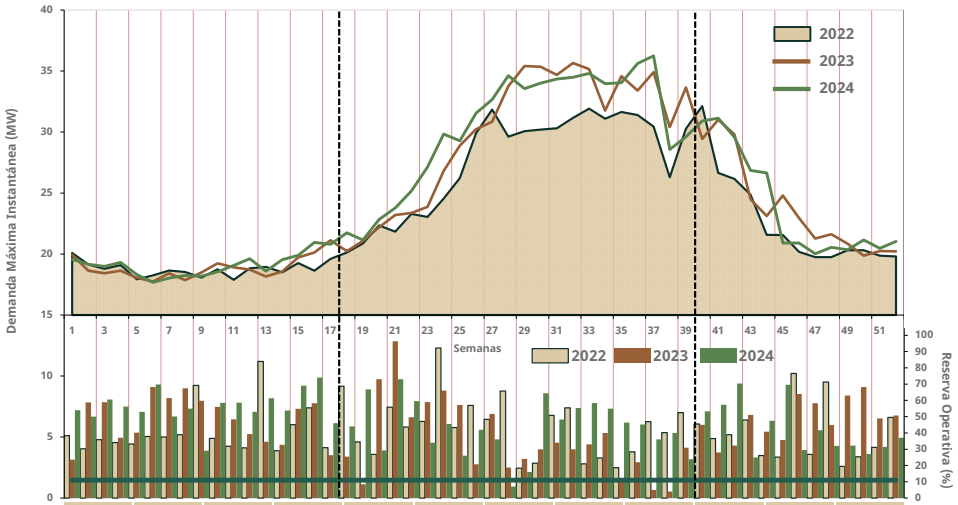
Semana No. 1 a 52 31/12/2023 al 28/12/2024	Demanda máxima instantánea y Reserva Operativa					
	2024		2023		2022	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
SI Baja California	3,638	12.0	3,448	15.0	3,375	11.4

FIGURA 4.8.3. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2022, 2023 Y 2024 DEL SIBCS (MW)



Semana No. 1 a 52 31/12/2023 al 28/12/2024	Demanda máxima instantánea y Reserva Operativa					
	2024		2023		2022	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
SI Baja California Sur	689	8.2	681	1.0	600	3.6

FIGURA 4.8.4. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2022, 2023 Y 2024 DEL SIMUL (MW)



Semana No. 1 a 52 31/12/2023 al 28/12/2024	Demanda máxima instantánea y Reserva Operativa					
	2024		2023		2022	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
Sistema Interconectado Mulegé	36.25	36.0	35.66	30.0	32.14	45.5

4.9. Reserva de planeación en términos de margen de reserva

La política de Confiabilidad vigente establece una Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN eficiente (VIRPe-MR) y mínima (VIRPm-MR) en 21 y 13 %.

La Figura 4.9.1 muestra para la demanda máxima neta integrada del SIN, el valor de la Capacidad efectiva, de la Capacidad disponible, la Indisponibilidad y el VIRP-MR. Se puede observar que para el SIN en 2024 dada la indisponibilidad de CE (Convencionales y de Energía Limpia intermitente) se presentan ya valores por debajo del valor mínimo. Esto se debe al gran incremento de la Demanda Neta en el periodo de verano, lo que reduce la Reserva de Capacidad y como consecuencia se reduce el VIRP-MR.

La Figura 4.9.2 presenta, del mes de enero a diciembre 2024 el comportamiento para la demanda máxima neta vespertina, escenarios con mayor aportación de energía eléctrica de las CE FV.

La Figura 4.9.3 presenta, del mes de enero a diciembre 2024 el comportamiento para la demanda máxima neta nocturna, escenarios con nula aportación de energía eléctrica de las CE FV y de la GD-FV.

Los montos de generación firme se definirán en el PVIRCE. La Figura 4.9.4 muestra el comportamiento de la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN vespertina y nocturna de 2020 a 2024 para la condición de demanda máxima neta integrada, donde se observa que con la incorporación de las CE con Energía Limpia FV y con mayor participación de GD-FV, se ha desplazado del horario vespertino al nocturno la menor Reserva de Planeación. La Capacidad Efectiva ha ido aumentando, pero la indisponibilidad también ha aumentado.

FIGURA 4.9.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2024

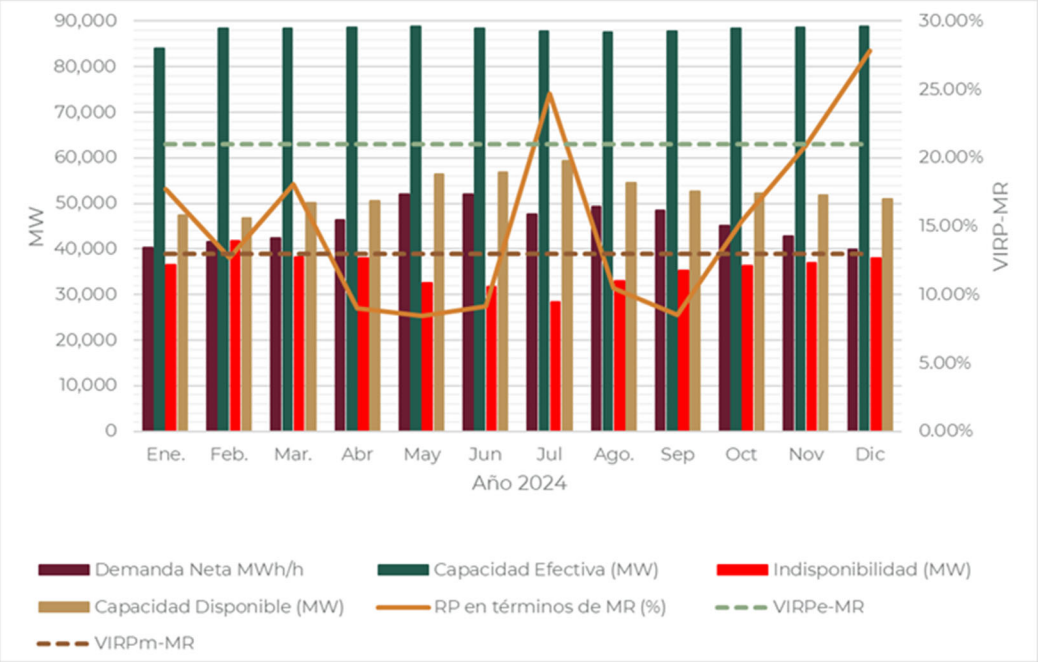


FIGURA 4.9.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA VESPERTINA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2024

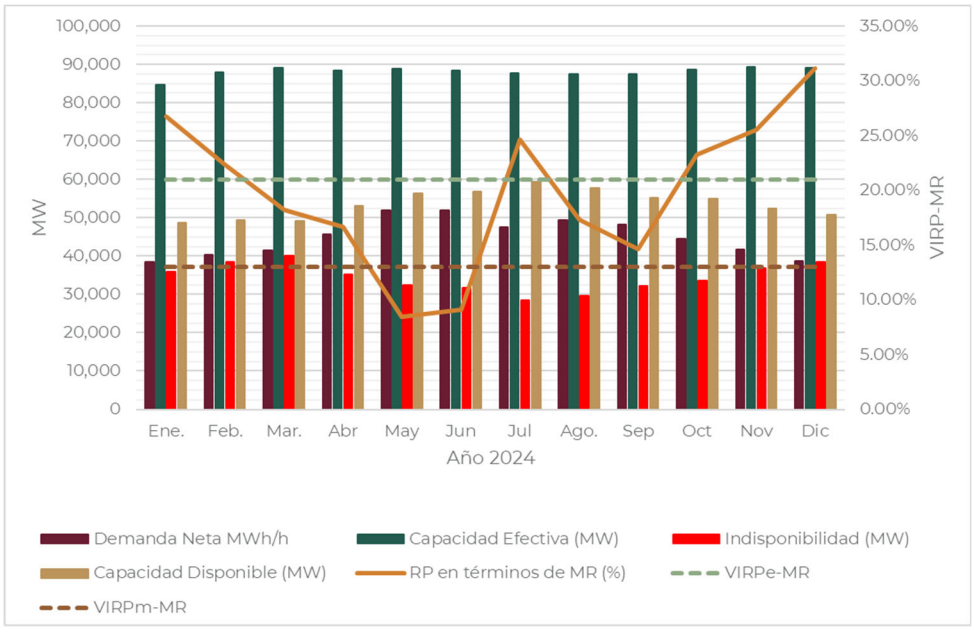


FIGURA 4.9.3. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA NOCTURNA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2024

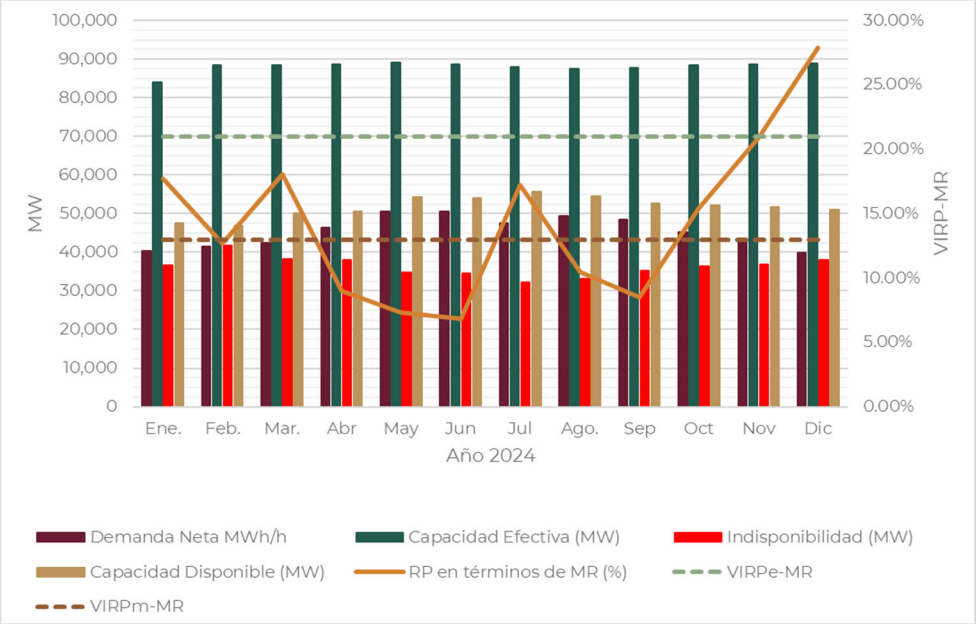
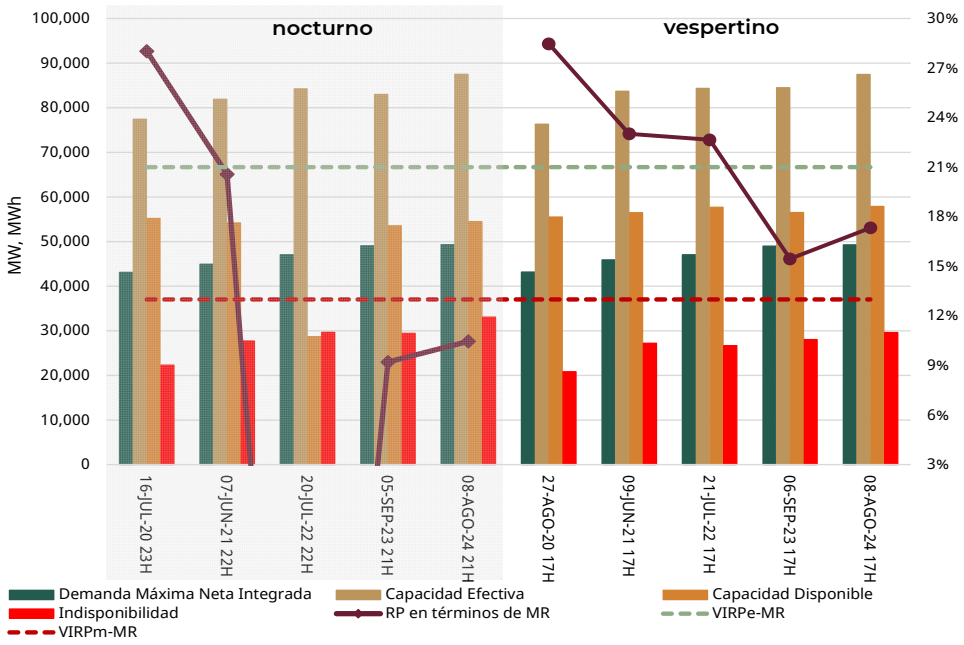


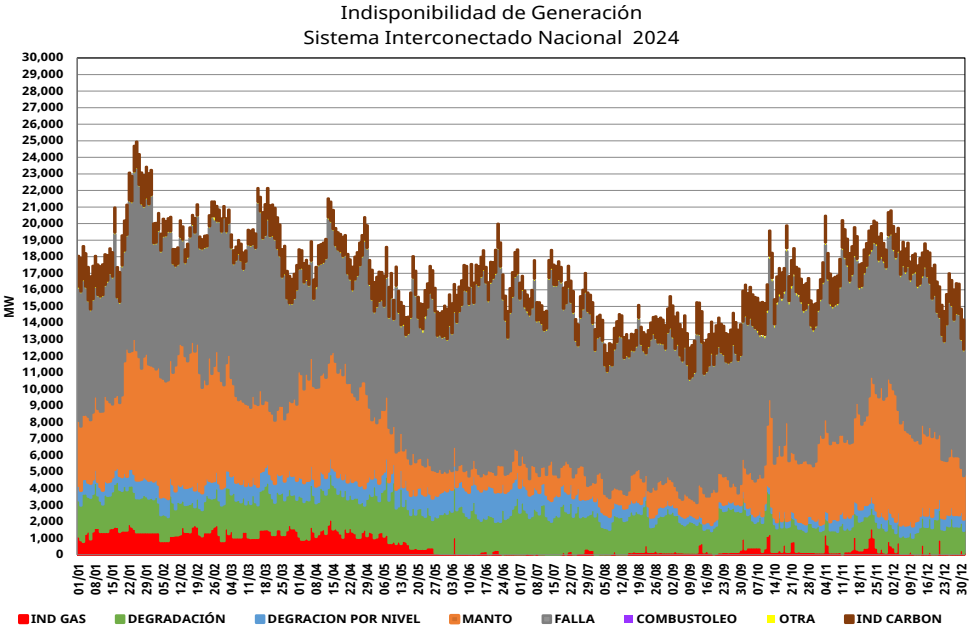
FIGURA 4.9.4. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA VESPERTINA Y NOCTURNA 2020-2024



4.10. Indisponibilidad de generación

La Figura 4.10.1 muestra las causas de la indisponibilidad de generación en 2024 del SIN, se mantiene como periodos de mantenimiento alto los meses de enero-abril y de octubre-diciembre con un promedio anual-diario de 3,687 MW. Por falla se presenta un promedio anual-diario de 8,477 MW, y la degradación un promedio anual-diario de 2,073 MW. Es importante mencionar que se tiene un promedio anual-diario de indisponibilidad de gas natural de 625 MW, de indisponibilidad de carbón 1,374 MW y para este año no se registró indisponibilidad de combustóleo.

FIGURA 4.10.1. COMPORTAMIENTO DE LA INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN DEL SIN EN 2024



4.11. Condiciones operativas en las transferencias de potencia en las principales compuertas de flujo del Sistema Interconectado Nacional en la demanda máxima de verano de 2024

La demanda máxima del SIN se presentó el miércoles 05 de junio de 2024 con una demanda instantánea de 53,427 MW a las 16:50 horas. En el año 2023 esta demanda máxima anual ocurrió el miércoles 21 de junio. De acuerdo con la estadística, las condiciones operativas más críticas suelen ocurrir en junio debido a que en este mes se está en la parte final del periodo de estiaje, los embalses de las grandes CE se encuentran en los niveles mínimos e incluso en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas, fallas de Líneas de Transmisión por incendios y altas demandas.

A partir de finales de junio se inicia el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del norte del país, pero sobre todo un abatimiento en el occidente. Para el mes de agosto se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación HI se incrementa y ello contribuye a que las transferencias de potencia en algunas Compuertas de Flujo puedan reducirse.

En las Figuras 4.11.1 a 4.11.3[11] se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales del 05 de junio a las 16:50 h. El color de la flecha para cada Compuerta de Flujo indica qué tan cercano se encuentra al límite de transmisión de flujo de potencia activa, es decir si ésta es color verde, el flujo de potencia activa está por debajo del 80% del límite de transmisión, si es color amarillo está entre el 80% y 100% y si es color rojo está por encima del 100% del límite de transmisión.

Como se puede observar, en el Norte del país las Compuertas de Flujo Nuevo Casas Grandes – Moctezuma, Juárez – Chihuahua, Guamúchil – Culiacán y Enlace Norte – Noreste estuvieron operando por encima del 80% de su límite de transmisión. En la parte Centro y Sur del país las Compuertas de Flujo Lázaro Cárdenas – Ixtapa y Grijalva – Tabasco, Escárcega / Mérida – Chetumal, Escárcega – Ciudad del Carmen y Enlace con Belice, de igual manera operaron con alta cargabilidad.

Además, las Compuertas de Flujo Sonora Norte - Juárez, Los Mochis – Culiacán y Valladolid – Cancún, estuvieron un 14%, 6% y 1% por encima del límite de transmisión, respectivamente. Mediante el enlace de transmisión con Guatemala se exportaron 94 MW y con Belice se exportaron 52 MW, superando la capacidad máxima del enlace.

De las CE del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, así como también de las CE del Golfo de México. Del Oriente – Sureste se transfiere energía eléctrica al Centro y se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán. En cambio, del Sur del país se transmite energía eléctrica hacía el Norte por los enlaces de transmisión en 400 kV de Poza Rica – Huasteca y Guadalajara - Aguascalientes, Huasteca – Güémez y Primero de Mayo – Ramos Arizpe.

11 No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 4.11.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 05 DE JUNIO DE 2024 A LAS 16:50 HORAS EN EL NORTE DEL PAÍS

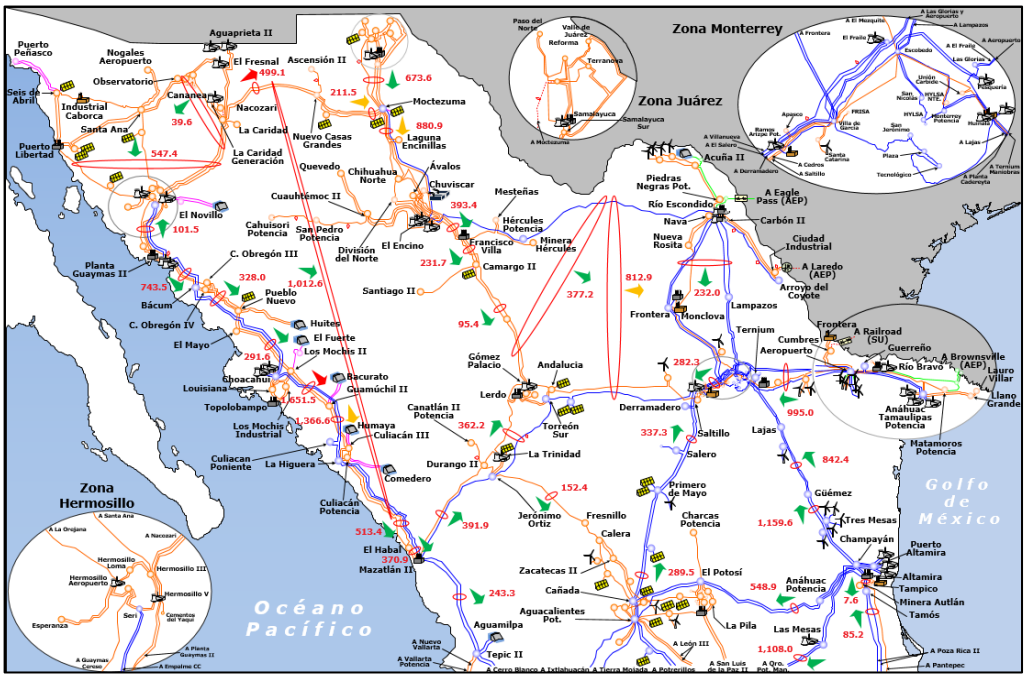


FIGURA 4.11.2. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 05 DE JUNIO DE 2024 A LAS 16:50 HORAS EN EL CENTRO Y SUR DEL PAÍS

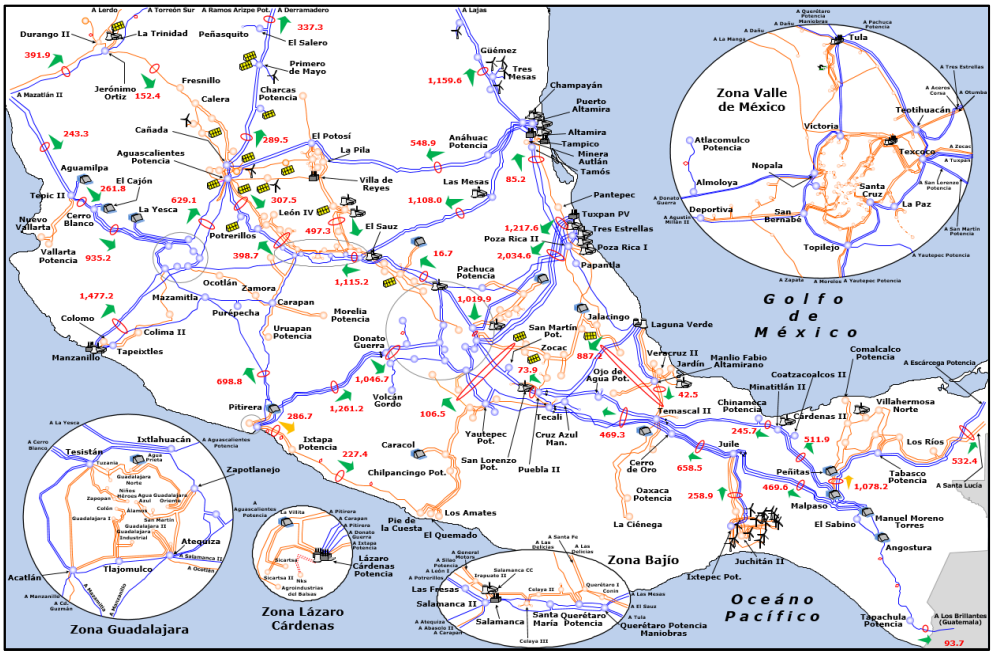
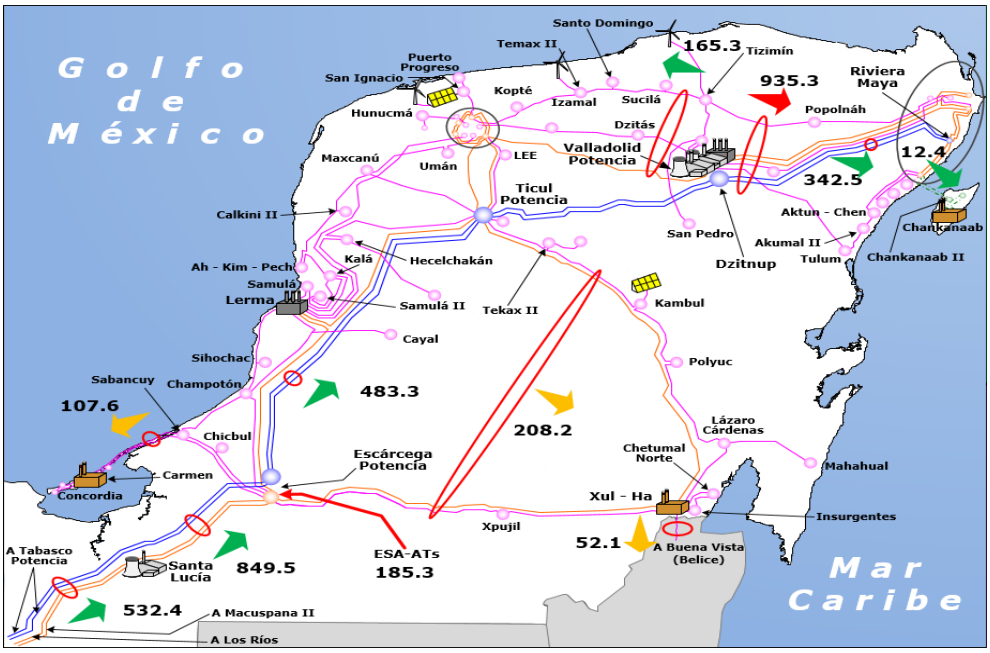


FIGURA 4.11.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 05 DE JUNIO DE 2024 A LAS 16:50 HORAS EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN



4.12. Condiciones operativas en las transferencias de potencia en las principales compuertas de flujo del Sistema Interconectado Nacional en la demanda máxima de verano de noche de 2024

La demanda máxima de noche del SIN se presentó el martes 06 de junio de 2024, con una demanda instantánea de 52,481 MW a las 19:47 h. En el año 2023 esta demanda máxima anual nocturna ocurrió el martes 20 de junio.

En las Figuras 4.12.1 a 4.12.3[12] se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales del 06 de junio a las 19:47 h. El color de la flecha para cada Compuerta de Flujo indica qué tan cercano se encuentra al límite de transmisión de flujo de potencia activa, es decir si ésta es color verde el flujo de potencia activa está por debajo del 80% del límite de transmisión, si es color amarillo está entre el 80% y 100% y si es color rojo está por encima del 100% del límite de transmisión.

Como se puede observar, en el Norte del país no se tuvieron Compuertas de Flujo operando por encima del 80% de su límite de transmisión para este escenario de demanda máxima nocturna.

[12] No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

En la parte Centro y Sur del país las Compuertas de Flujo Guadalajara – Aguascalientes, Laguna Verde – Puebla, Lázaro Cárdenas – Ixtapa, Escárcega – Carmen y Dzitnup – Riviera Maya, de igual manera operaron con alta cargabilidad. Además, las Compuertas de Flujo Sonora Norte - Juárez, Grijalva – Tabasco y Valladolid – Cancún, estuvieron un 14%, 4% y 7% por encima del límite de transmisión, respectivamente. Mediante el enlace de transmisión con Guatemala se exportaron 114 MW y con Belice se exportaron 40 MW.

De las CE del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, así como también de las CE del Golfo de México. Del Oriente – Sureste se transfiere energía eléctrica al Centro y se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán.

En cambio, del Sur del país se transmite energía eléctrica hacía el Norte por los enlaces de transmisión en 400 kV de Tepic Dos – Mazatlán Dos, Guadalajara – Aguascalientes, Huasteca – Güémez y Primero de Mayo – Ramos Arizpe. No obstante, en otras condiciones operativas sí se alcanzaron los límites máximos de transmisión para algunas Compuertas de Flujo que se muestran en la siguiente sección.

FIGURA 4.12.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 06 DE JUNIO DE 2024 A LAS 19:47 HORAS EN EL NORTE DEL PAÍS

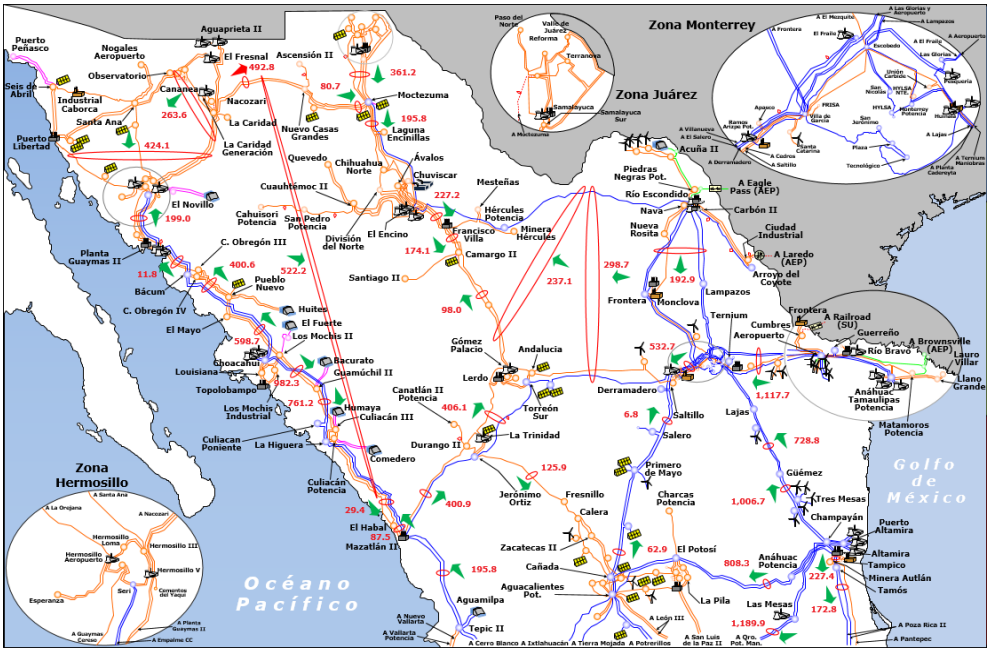


FIGURA 4.12.2. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 06 DE JUNIO DE 2024 A LAS 19:47 HORAS EN EL CENTRO Y SUR DEL PAÍS

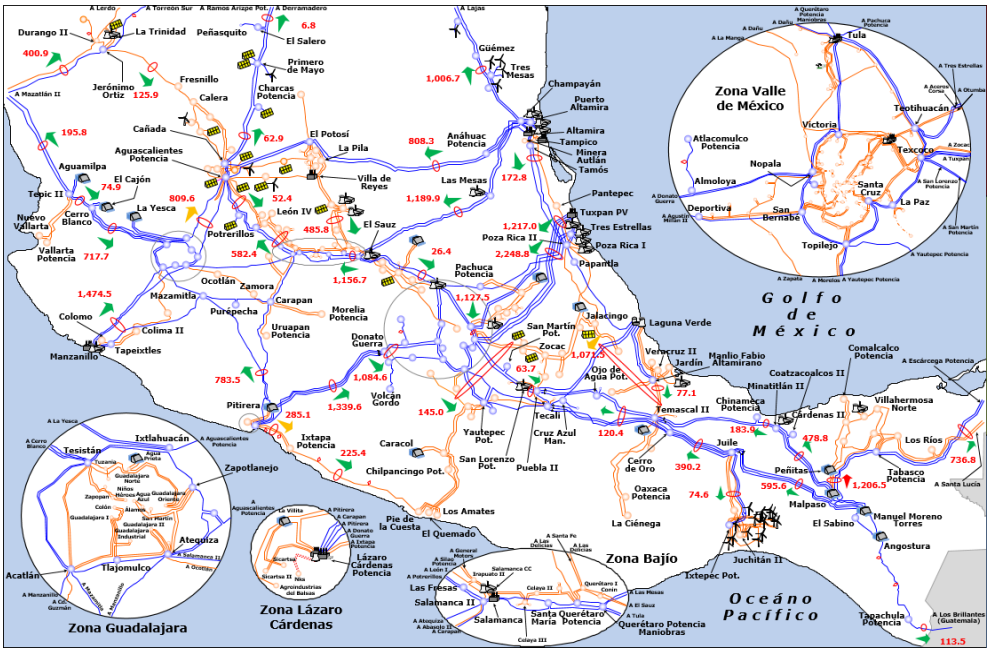
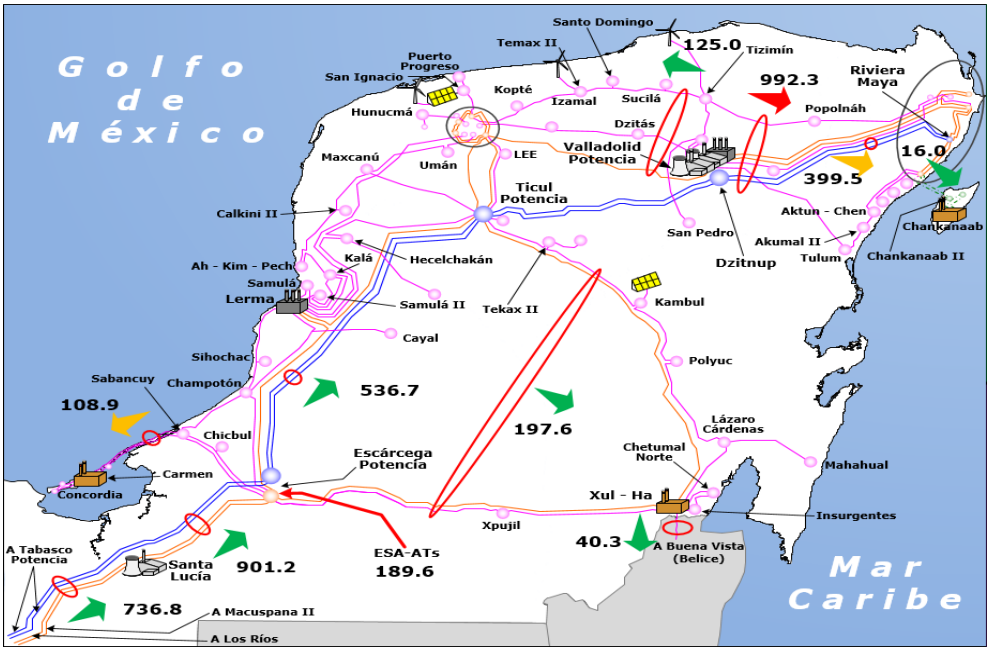


FIGURA 4.12.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 06 DE JUNIO DE 2024 A LAS 19:47 HORAS EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN



4.13. Principales compuertas de flujo saturadas

Por diferentes circunstancias operativas en el año 2024, algunas Compuertas de Flujo se operaron al límite máximo operativo; entre las causas más recurrentes se listan: altas demandas de verano, bajas demandas en días hábiles y fines de semana de invierno, reducciones por horas de la demanda después de la demanda máxima vespertina y nocturna, indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas natural, calidad del gas natural, retraso de mantenimientos programados en la generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas CE.

Durante estas condiciones operativas y para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas (N-1), se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Las principales Compuertas de Flujo con Límites Operativos alcanzados o que se controlaron para no violar el límite fueron:

2 LT en 230 kV de Tijuana I – Otay Mesa, La Rosita – Imperial Valley.

2 LT en 230 kV de La Herradura – Rumorosa y La Herradura – La Rosita.

Enlace 230 kV a 161 kV Cetys – AT10, Mexicali – AT20, Mexicali – AT70, Centro – AT50, Santa Isabel – AT30, Santa Isabel – AT40, Parque Industrial – T20.

2 LT en 230 kV de Olas Altas – El Palmar y 1 LT en 115 kV de El Triunfo – Santiago.

2 LT en 230 kV de zona Sonora Norte – zona Juárez.

2 LT en 400 kV de La Higuera – Mazatlán, 2 LT en 230 kV de Culiacán Potencia – El Habal y 2 LT en 230 kV de Nacozari – Nueva casas Grandes.

1 LT en 400 kV Moctezuma – El Encino, 1 LT en 230 kV Moctezuma – Encino y 2 LT en 230 kV Moctezuma – Chihuahua Norte.

2 LT de 230kV de Encino II – Francisco Villa y 1 LT entre Ávalos – Francisco Villa.

3 LT en 230 kV de Francisco Villa – Camargo II.

2 LT en 230 kV de Camargo II – Gómez Palacio y 1 LT en 400 kV entre Encino y Hércules Potencia.

2 LT en 400 kV y 1 LT en 230 kV del enlace de transmisión Noreste – Norte.

1 LT en 400 kV de Choacahui – La Higuera, 1 LT en 400 kV de Choacahui – Culiacán Poniente, 2 LT en 230 kV de Los Mochis Dos – Guamúchil Dos, 1 LT en 115 kV de Los Mochis Industrial – Ruíz Cortines y 1 LT en 115 kV de Los Mochis Industrial – Juan José Ríos.

2 LT en 400 kV de La Higuera – Mazatlán y 2 LT en 230 kV de Culiacán Potencia – El Habal.

1 LT en 400 kV de Jerónimo Ortiz – Mazatlán II y 1 LT en 230 kV entre Durango II – Mazatlán II.

Compuerta de Flujo compuesto por los autotransformadores de Mazatlán II.

2 LT en 400 kV de Mazatlán II – Tepic II.

1 LT en 400 kV Aeropuerto – Villa de García, 1 LT en 400 kV Aeropuerto – Glorias, 1 LT en 400 kV Presa Grande – Ternium y 1 LT en 230 kV Ventika Maniobras – El Cuchillo.

1 LT en 400 kV Derramadero – Primero de Mayo y 1 LT en 400 kV Salero – Primero de Mayo.

1 LT en 400 kV Primero de Mayo – Cañada y 1 LT en 400 kV Maniobras FV Potosí – Cañada.

1 LT en 230 kV de Las Delicias – Querétaro I, 1 LT en 230 kV de Las Delicias – Querétaro Potencia, 1 LT en 230 kV de Las Delicias – Santa Fe, 1 LT en 115 kV de Los Nogales – La Fragua y 1 LT en 115 kV de Dolores Hidalgo – San Miguel Allende.

2 LT en 400 kV de Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras.

2 LT en 400 kV de Tamos – Poza Rica II y 1 LT en 230 kV de Tampico – Pantepec.

2 LT en 400 kV de Teotihuacán – Texcoco.

2 LT en 400 kV Querétaro Potencia Maniobras – Tula.

1 LT en 400 kV Donato Guerra – Almoloya, 1 LT en 400 kV Donato Guerra – Nopala y 1 LT en 400 kV de Donato Guerra – Agustín Millán II.

2 LT en 400 kV Temascal II – Ojo de Agua Potencia, 2 LT en 400 kV Cerro de Oro – Tecali y 1 LT en 400 kV Temascal II – Tecali.

2 LT en 400 kV Malpaso II – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y 2 LT en 230 kV de Malpaso II – Peñitas.

2 LT en 400 kV de Tabasco Potencia – Escárcega, 2 LT en 230 kV Santa Lucía – Escárcega.

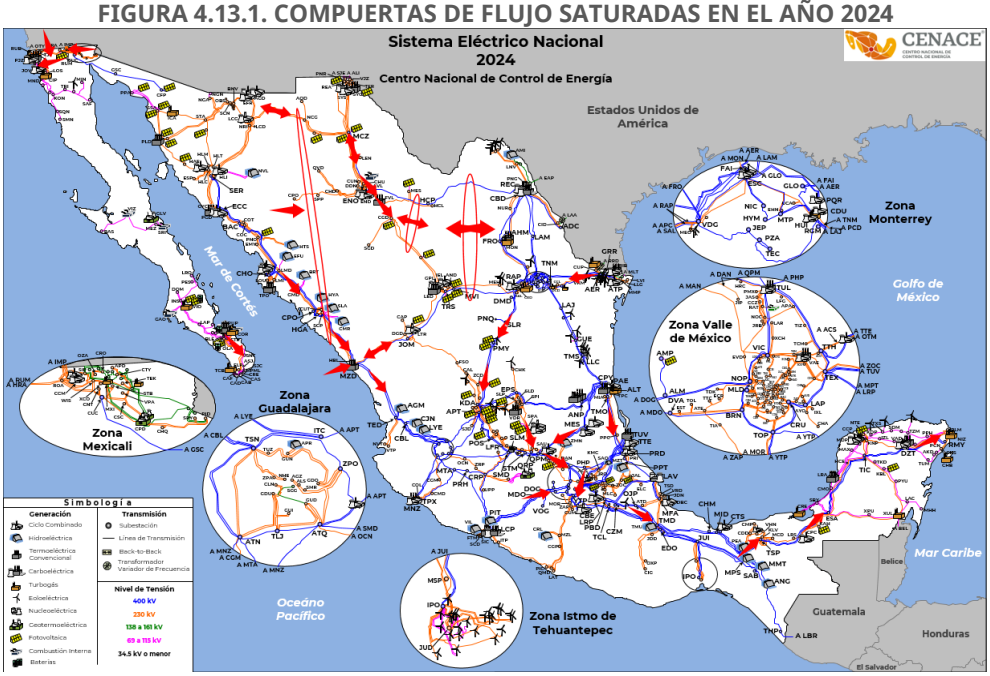
2 LT en 400 kV Dzitnup – Riviera Maya, 1 LT en 230 kV Valladolid – Balam, 1 LT en 230 kV Valladolid – Nizuc, 1 LT en 115 kV Valladolid – Tulum, 1 LT en 115 kV Valladolid – Chemáx y 1 LT en 115 kV Tizimín – Popolnáh.

Para fines ilustrativos, en el diagrama unifilar simplificado de la Figura 4.13.1 se muestran las Compuertas de Flujo que presentaron saturación o cercanos a la misma, que fue dado por diferentes circunstancias operativas en el año 2024.

La saturación de las Compuertas de Flujo mostrada en la Figura 4.13.1, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido de flujo de potencia activa de la región Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso, corresponde a verano.

La saturación de las Compuertas de Flujo de la región del Grijalva a Tabasco y Sureste a Escárcega se debe principalmente a la indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán.

FIGURA 4.13.1. COMPUERTAS DE FLUJO SATURADAS EN EL AÑO 2024



4.14. Estadística de los estados operativos alerta y emergencia

En la Figura 4.14.1 se muestra las causas de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2024, las fallas en la RNT y RGD es la causa que produce el mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta, seguido de los eventos ocasionados por falla o degradación de UCE y en tercer plano se encuentra el retraso o falta en la infraestructura en la RNT, el cual, en el año 2023 se mantuvo como la causa principal de los Estados Operativos de Alerta.

En la misma Figura 4.14.1, también se muestran las causas de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2024, las fallas en la RNT/RGD producen el mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia, seguido de la falla o degradación de UCE. Este mismo orden de eventos se obtuvo en 2023.

Así mismo, se observa una reducción en el número de eventos de Estados Operativos de Alerta del año 2024 respecto al año 2023, esto se debe a que se tomaron acciones enlistadas a continuación:

Evaluación permanente de las Unidades fuera de mérito por Confiabilidad requeridas para control de tensión estabilidad, control de flujo y para mantener la mínima de energía cinética.

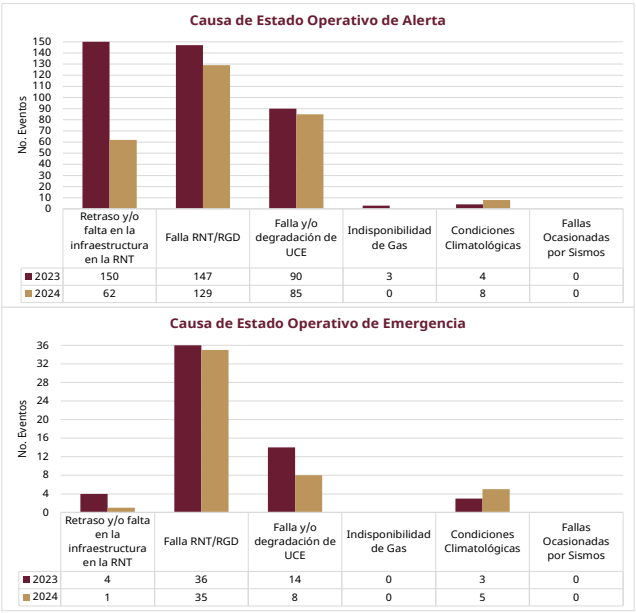
Evaluación permanente de los flujos máximos seguros por Compuertas de Flujo con y sin la dependencia de EAR.

Revisión de lineamientos para la declaración de Estados Operativos de Alerta.

Es importante mencionar que la entrada en operación de los proyectos propuestos por el CENACE en los PAMRNT, documentados en los PRODESEN y PLADESE e instruidos por la SENER a CFE-Transmisión y a CFE-Distribución, atienden las situaciones reportadas en ambos Estados Operativos.

FIGURA 4.14.1. ESTADOS OPERATIVOS DE ALERTA Y EMERGENCIA 2023-2024

Causa	01 Enero al 31 de Diciembre			
	Emergencia		Alerta	
	2023	2024	2023	2024
Retraso y/o falta en la infraestructura en la RNT	4	1	150	62
Falla RNT/RGD	36	35	147	129
Falla y/o degradación de UCE	14	8	90	85
Indisponibilidad de Gas	0	0	3	0
Condiciones Climatológicas	3	5	4	8
Fallas Ocasionadas por Sismos	0	0	0	0
Total	**57**	**49**	**394**	**284**
Total Acumulado Estados Operativos 2023				**451**
Total Acumulado Estados Operativos 2024				**333**

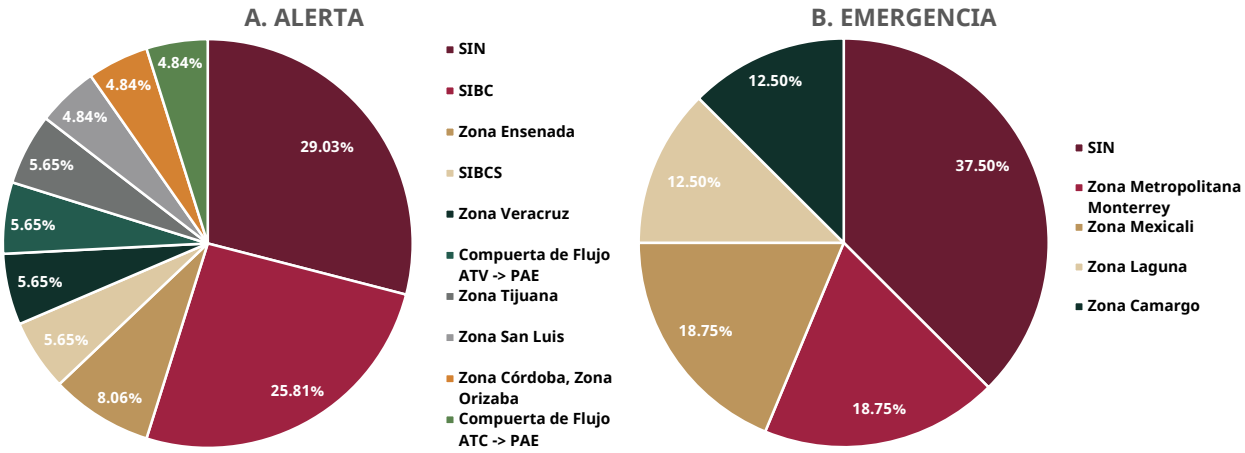


En la Figura 4.14.2-A, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2024. El SIN[13], el SIBC y Zona Ensenada son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la Figura 4.14.2-B, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2024. El SIN[14], Zona Metropolitana Monterrey y Zona Mexicali son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

13 Margen de Reserva Operativo menor a 6 %
14 Margen de Reserva Operativo menor al 3 %

FIGURA 4.14.2. ESTADOS OPERATIVOS DE ALERTA Y EMERGENCIA 2024



4.14.1. Interrupciones en el Suministro de Energía Eléctrica

En el Cuadro 4.14.1 se muestra un resumen de las afectaciones de carga por saturación de Compuertas de Flujo, sobrecarga de elementos, bajas tensiones o bajo margen de reserva operativa, para preservar la Confiabilidad del SEN. Como se puede observar, las mayores incidencias de cortes de carga se presentaron en la GCR Oriental y Peninsular.

De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta ENS asciende a 10.37 millones de dólares (2,600 dólares/MWh).

CUADRO 4.14.1. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESERVAR LA CONFIABILIDAD EN EL SEN EN EL AÑO 2024

EVENTO	SISTEMA	GCR	FECHA	CARGA MÁXIMA COINCIDENTE AFECTADA [MW]	CANTIDAD DE ENS [MW/h]	CAUSA
1	SIN	PEN	2/4/2024	61.98	125.38	Ejecución de tiro de carga manual para evitar sobrecarga ante contingencia sencilla por control de flujo de potencia en la Compuerta de Flujo del AT Malpaso Dos – Tabasco
2	SIN	ORI	2/4/2024	43.60	110.01	Por confiabilidad, afectando 43.6 MW de carga rural de las Zonas Villahermosa y Chontalpa, por estrategia operativa para soportar el disparo de la LT entre las SE Malpaso Dos – A3U90 – Tabasco Potencia al violar el Límite Operativo establecido en la Compuerta de Flujo Malpaso – Tabasco
3	SIN	ORI	30/4/2024	8.20	20.80	Afectación de carga
4	SIN	ORI	7/5/2024	977.91	1476.88	II Por Margen de Reserva Operativa menor del 3.0%
5	SIN	ORI	7/5/2024	49.03	23.86	I Por Margen de Reserva Operativa menor del 3.0%
6	SIN	PEN	7/5/2024	35.03	50.65	Por ejecución de tiro de carga manual debido a bajo Margen de Reserva Operativa en el SIN
7	SIN	ORI	8/5/2024	320.99	304.97	III Por Margen de Reserva Operativa menor del 3.0%
8	SIN	ORI	9/5/2024	182.44	174.63	IV Por Margen de Reserva Operativa menor del 3.0%
9	SIN	PEN	9/5/2024	53.10	73.88	Por ejecución de tiro de carga manual debido a bajo Margen de Reserva Operativa en el SIN
10	SIN	PEN	23/5/2024	26.54	55.59	Por tiro de carga manual por bajo Margen de Reserva Operativa
11	SIN	ORI	23/5/2024	433.95	1044.76	V Por Margen de Reserva Operativa menor del 3.0%
12	SIN	ORI	13/6/2024	5.17	5.18	Por confiabilidad, debido a bajo perfil de tensión en la zona, por falla de la LT entre las SE Puerto Escondido – 73470 – Pochutla
13	SIN	PEN	16/6/2024	137.01	44.19	Por ejecución de tiro de carga manual ante disparo de las LT entre las SE Riviera Maya – 93190/93180 – Playa del Carmen y evitar sobrecarga de la Red Eléctrica en 115 kV
14	SIN	ORI	26/6/2024	7.30	20.06	Por confiabilidad, debido a bajo perfil de tensión en la zona, por falla de la LT entre las SE Puerto Escondido – 73470 – Pochutla
15	SIN	ORI	24/7/2024	8.00	26.55	Por bajo perfil de tensión en la zona, por indisponibilidad de la LT entre las SE Agua Zarca – 73400 – Cruz Grande
16	SIN	ORI	30/8/2024	6.86	33.44	Por cargabilidad de las Líneas de Transmisión, para mantener los Límites Operativos de las LT entre las SE Miahuatlán – 73890 – Pochutla menor a 80 MVA y Pochutla – 73470 – Puerto Escondido menor a 107 MVA, por indisponibilidad de la LT entre las SE Papagayo – 73420 – Cruz Grande
17	SIN	ORI	11/9/2024	22.30	88.07	Por cargabilidad de las Líneas de Transmisión, para mantener los Límites Operativos de las LT entre las SE Miahuatlán – 73890 – Pochutla menor a 80 MVA y Pochutla – 73470 – Puerto Escondido menor a 107 MVA, por la salida de emergencia de la LT entre las SE Quemado – 73410 – Papagayo
18	SIN	ORI	12/9/2024	108.20	287.51	Por flujo de potencia mayor al Límite Operativo establecido en la Compuerta de Flujo Malpaso – Tabasco y depender de la operación de un EAR ante contingencia sencilla

CUADRO 4.14.1. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESERVAR LA CONFIABILIDAD EN EL SEN EN EL AÑO 2024

EVENTO	SISTEMA	GCR	FECHA	CARGA MÁXIMA COINCIDENTE AFECTADA [MW]	CANTIDAD DE ENS [MW/h]	CAUSA
19	SIN	PEN	12/11/2024	10.00	21.59	Estrategia Operativa para evitar sobrecarga en la LT entre las SE Bonfil – 731470 – Nizuc mayor a 131 MVA ante el disparo del AT-1 de la SE Balam.

5

Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica 2025 – 2039

5. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica

La elaboración de los pronósticos de demanda y consumo permite asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable para llevar a cabo las actividades productivas de las diferentes actividades económicas (primarias, secundarias y terciarias), y sus sectores inmersos como la agricultura, la manufactura, la industria, el transporte, las comunicaciones, los comercios, bombeo de agua potable, servicios públicos, oficinas y hogares, todas ellas de suma importancia para impulsar el desarrollo económico nacional y aumentar el bienestar de la población.

En los últimos cinco años, se han presentado acontecimientos como la contingencia sanitaria global, conflictos geopolíticos que han tenido efectos en los sistemas energéticos mundiales modificando los patrones de la oferta y demanda (comercialización), además de un cambio en la relocalización de las empresas manufactureras y el incremento de la demanda de bienes y servicios posterior a la contingencia sanitaria, ocasionando la ralentización de las cadenas de suministro teniendo como efecto una alta inflación. Además, se han incrementado los cambios en los patrones de los fenómenos climatológicos (huracanes, frentes fríos, olas de calor, El Niño, La Niña), el nuevo desarrollo tecnológico como la electromovilidad y la generación distribuida, así como un cambio cultural por la transición energética.

Con lo anterior, se ha observado una recuperación en la demanda y el consumo de energía eléctrica, por lo que, es así como el sector energético a través de la industria eléctrica es uno de los principales servicios para el desarrollo de la Nación, que requiere estudiarse y analizarse para garantizar el suministro confiable de la energía eléctrica fundamental para el progreso del país, así como también para la transformación social, justicia energética, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

De aquí la importancia de estudiar y analizar, el comportamiento de la demanda máxima integrada y el consumo de la energía eléctrica, a través de una planeación robusta, en donde se deben considerar los eventos antes descritos. En primer orden, el pronóstico de la demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica captura todo lo anterior, y por consiguiente ofrece la mejor y mayor cantidad de información a las demás etapas del proceso de planeación, para realizar los estudios de expansión y modernización del Sistema Eléctrico Nacional.

El pronóstico de la demanda máxima integrada y consumo bruto de energía eléctrica 2025 — 2039, que se muestra en este capítulo, detalla la situación real 2024; también se describe algunos factores relevantes que influyen en la demanda y el consumo de energía eléctrica; el proceso de elaboración del pronóstico de demanda y consumo; y los principales resultados a mediano plazo 6 años y largo plazo 15 años de este energético secundario.

5.1. Relación de la demanda máxima integral y el consumo de energía eléctrica con otros factores

Es importante identificar algunos factores que pueden influir con mayor o menor medida en el comportamiento de la demanda máxima integrada y del consumo de energía eléctrica; como:

- **Crecimiento económico.** Toda nación y sociedad tiene como objetivo, mejorar los ingresos con un desarrollo equilibrado y sostenible, y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Si el

crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo de electricidad. Si la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos se dinamiza. Así como considerar la estructura económica compuesta por tres sectores: agrícola (primario), industrial (secundario) y servicios (terciario).

- **Crecimiento poblacional o clientes del servicio eléctrico.** Un país presenta de manera paulatina crecimiento poblacional, dicho aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia el consumo electricidad aumenta en diferentes sectores.
- **Precio de la electricidad.** El importe de las tarifas reguladas y de mercado eléctrico mayorista en cada uno de los sectores de consumo influye en forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, así como, en la demanda máxima integrada.
- **Estructura de consumo final eléctrico.** Se debe considerar como se distribuye el Servicio Público de Energía Eléctrica a través de las diferentes entidades responsables de carga. Estos a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de electricidad.
- **Estacionalidad.** El avance de los meses en el año trae consigo factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas, lluvias, olas de calor—, tienden a elevar la demanda y el consumo de electricidad de un sistema eléctrico o en su defecto a ocasionar disturbios y/o apagones. En algunas situaciones, los factores climáticos —huracanes, frentes fríos, fenómeno de El Niño, La Niña, olas de calor, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda máxima integrada y consumo de electricidad.
- **Pérdidas de energía eléctrica.** En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I^2R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y con menor presencia debido a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.
- **Eficiencia energética.** Un atenuador, en el crecimiento del consumo de electricidad, son las medidas de mejora de eficiencia energética y la implementación de Normas Oficiales de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía— en los sectores de consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.
- **Generación distribuida (GD).** El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala —instalados en un hogar, comercio, o edificio—, pueden impactar el consumo de electricidad y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local y regional.
- **Electromovilidad.** La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público —mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una Alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico de Potencia aumenta el consumo y demanda de electricidad por la carga del SAE de los vehículos eléctricos.
- **Transición Energética.** Este factor está estrechamente ligado con el cumplimiento de políticas públicas establecidas por la Secretaría de Energía, mismas que pueden aumentar de manera significativa el consumo de electricidad o en su caso disminuir la participación de la industria eléctrica en la matriz energética del país, por ejemplo; el cumplimiento de metas de energías limpias, el cambio de energético en algunos procesos industriales que remplazan combustibles por consumo de energía eléctrica.

5.2. Proceso de Pronóstico de demanda y consumo

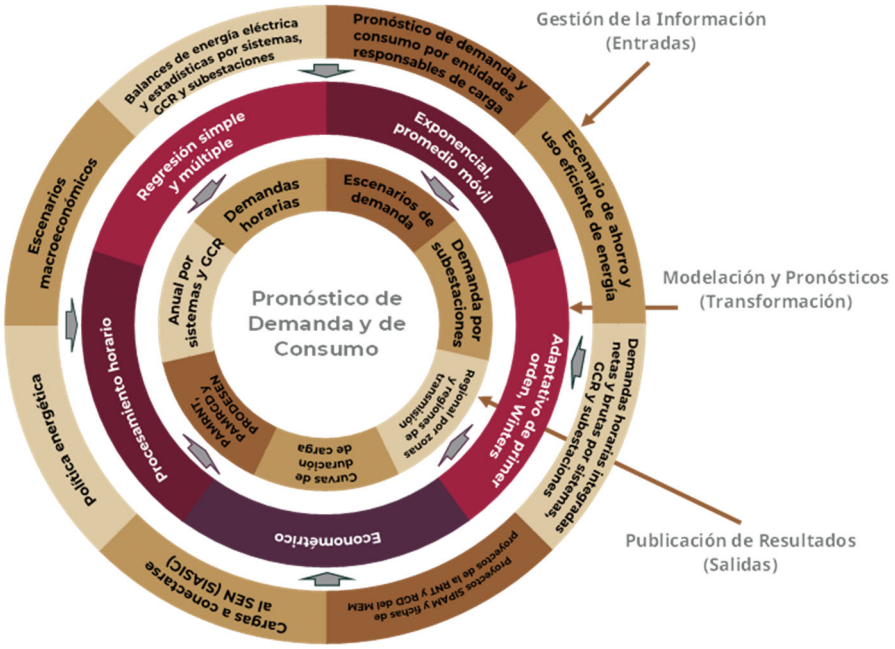
Para la integración, desarrollo y elaboración de uno o varios escenarios prospectivos con base en las necesidades locales de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica, se utiliza la metodología Bottom – Up y Top – Down, que es ampliamente aplicada en diferentes Sistemas Eléctricos por los planificadores, metodología aplicada incluso en otros sectores de la economía.

Top – Down: los modelos diseñados bajo esta metodología buscan representar principalmente las variables económicas a nivel nacional o regional para la evaluación de los efectos de la energía, así como de las políticas energéticas en unidades monetarias. Principalmente estos modelos se realizan con ecuaciones que toman una visión agregada de las variables de los sectores de energía y economía, así como el empleo, desarrollo demográfico y la tendencia de los precios de combustible.

Bottom – Up: una de sus principales características es el alto grado de desagregación que presentan para la evaluación de la futura demanda y suministro de energía. Por lo general, en esta metodología no se consideran los impactos macroeconómicos de las políticas energéticas, así como no se incluyen las variables de precios de la energía de los modelos Top – Down. Es importante recalcar, que con esta metodología las partes individuales del Sistema Eléctrico se estiman con un mayor detalle y luego son agrupadas para integrar componentes más grandes, que a su vez se enlazan hasta que se forma el sistema completo.

La elaboración del pronóstico de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica integra todas las visiones de los participantes del sector eléctrico, así como las directrices económicas y energéticas dictadas por la administración del Estado, consta de tres etapas como se muestra en la Figura 5.2.1.

FIGURA 5.2.1. PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



5.3. Situación de la Industria Eléctrica

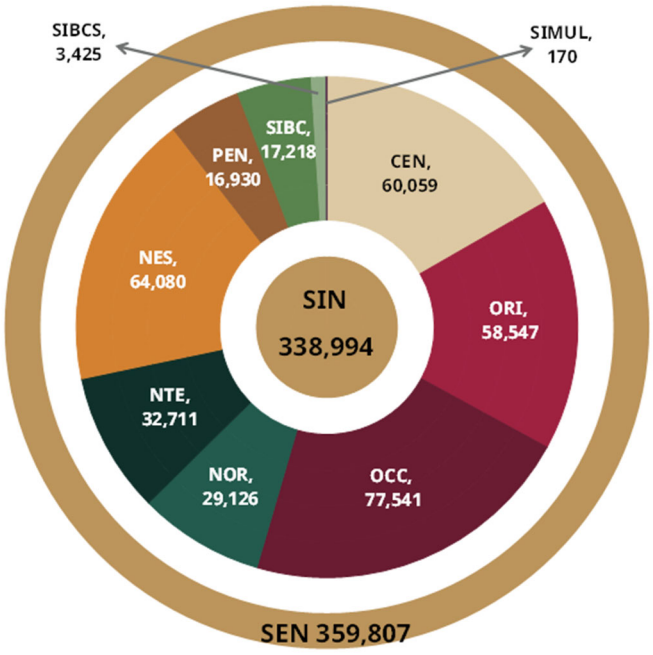
A continuación, se describirá brevemente la situación actual en 2024 que guardan los principales indicadores en demanda máxima integrada y consumo por Sistemas y Gerencias de Control Regional, así como la interacción con otros indicadores económicos, fenómenos meteorológicos y tendencias tecnológicas.

5.3.1. Consumo bruto 2024

El consumo bruto refiere a la totalidad de energía eléctrica que resulta de las ventas del suministro: básico; calificado: y último recurso; usuarios calificados participantes del mercado; autoabastecimiento remoto; exportaciones netas; pérdidas de electricidad, así como los usos propios de la Distribuidora, la Transportista y las Generadoras (propiedad del estado).

En la Figura 5.3.1 se presenta el consumo bruto de 2024 del SEN, mismo que ascendió a 359,807 GWh, siendo 2.3% mayor que el 2023. El 94.2% del consumo bruto se utilizó en las siete Gerencias de Control Regional del SIN y el restante de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California. En cuanto al consumo bruto del SIN, en 2024 resultó de 338,994 GWh, teniendo un crecimiento de 2.2% respecto al 2023.

FIGURA 5.3.1. CONSUMO BRUTO (GWH) SISTEMAS Y GCR 2024



Por Gerencia de Control Regional, respecto al año anterior, en 2024 la PEN presentó el mayor crecimiento de consumo bruto, con un alza de 5.5%, seguida del SIBC con 5.3% y la ORI con 3.4%. La GCR NOR y NES aumentaron su consumo en 3.1%, cada una. Por otra parte, las Gerencias de menor crecimiento fueron la OCC y la CEN con 1.3% y -0.2%, respectivamente. En cuanto a el Sistema Interconectado Baja California Sur creció 2.9% y el Sistema Interconectado Mulegé en 2.7%.

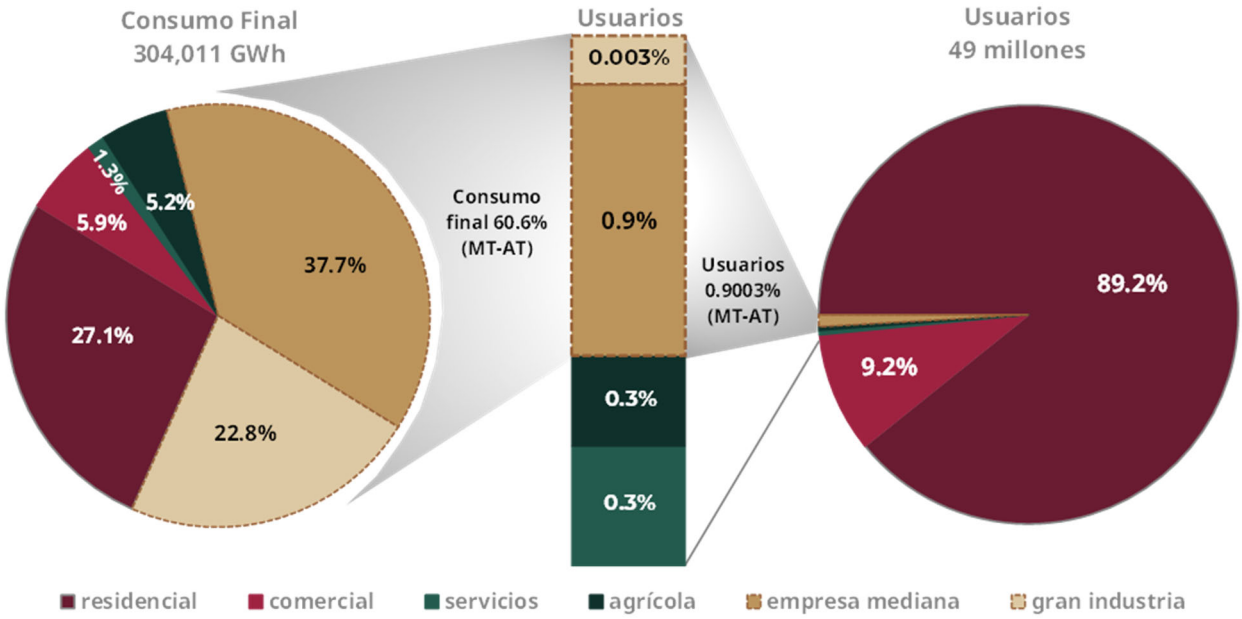
En la Figura 5.3.1 se muestran la participación de las Gerencias y Sistemas en el consumo bruto durante el 2024, donde las GCR con mayor participación son la OCC con 77,541 GWh, NES con 64,080 GWh, CEN con 60,059 GWh, y ORI con 58,547 GWh, que en su conjunto abarcan el 72.3% del total. Los Sistemas Interconectados de la Península de Baja California participaron con el 5.8%.

5.3.2. Consumo final y usuarios 2024

El consumo final de energía eléctrica refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica, clasificados en seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria. Para la obtención del consumo final se considera la energía suministrada en suministro básico, suministro calificado y a través de usuarios calificados participantes del mercado, así como la energía entregada a cargas remotas.

Para el 2024 el SEN tuvo un consumo final de 304,011 GWh, siendo 1.8% mayor al del año previo. En cuanto a los usuarios con servicio de energía eléctrica crecieron 1.7% respecto al 2023, llegando a 49 millones de clientes. Los sectores empresa mediana y la gran industria consumieron el 60.6 % del consumo final, con solo el 0.9% del total de los usuarios. En el sector residencial, se alberga la mayor cantidad de usuarios con 89.2%, los cuales consumen solo el 27.1% del SEN. El 12.4% restante del consumo final es utilizado por los usuarios de los sectores comercial con 5.9%, bombeo agrícola con 5.2% y servicios 1.3%. Como se muestra en la Figura 5.3.2.

FIGURA 5.3.2. CONSUMO FINAL (GWH) Y NÚMERO DE USUARIOS DEL SEN POR SECTOR 2024



5.3.3. Movilidad eléctrica 2024

La primera regulación de Electromovilidad en México se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 10 de septiembre de 2024, mediante el Acuerdo A/108/2024, que establece las disposiciones administrativas de carácter general en materia de electromovilidad para la integración de infraestructura de carga de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos conectables al Sistema Eléctrico Nacional como parte de una Red Eléctrica Inteligente. Entre otras disposiciones, también establece la obligación de la CNE para la creación de una plataforma digital que permita conocer la evolución de la infraestructura de carga en México. Con esta regulación, se pretende avanzar de manera conjunta en la incorporación de infraestructura de carga para que la electromovilidad sea asequible para toda la población, no sólo para quien la pueda pagar.

En el marco de los compromisos internacionales para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de los 2º, entre otros instrumentos, establecen las bases para promover y acelerar la movilidad eléctrica incorporando vehículos eléctricos híbridos conectables y eléctricos, así como la instalación de infraestructuras de carga relacionadas, para acelerar la transición energética[15].

De acuerdo con la base de datos Electromaps en México se cuenta con 413 puntos de recarga disponibles[16]. En adición la CFE en 2024 tiene registradas 3,586 estaciones de carga. Es así como hoy en día se ha vuelto más fácil encontrar cargadores de vehículos eléctricos, gracias al crecimiento de la infraestructura de carga y disponibilidad de estas aplicaciones.

En 2024 se vendieron 124,303[17] vehículos eléctricos e híbridos ligeros, que representaron el 8.3% del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 49,985 unidades (67.3%) con respecto al 2023. Las cuatro Gerencias de Control Regional con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la CEN con el 53.5% (40,132) y, la OCC con el 18.5% (13,845 unidades), seguidos por la NES con el 10.2% (7,616 unidades) y la ORI con el 9% (6,738 unidades).

Con respecto a la venta de vehículos eléctricos e híbridos pesados de carga y pasajeros en 2024, se vendieron 1,653[18] unidades que representaron el 1.3% del total de vehículos de carga y pasajeros comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 234 unidades (16.5%) con respecto al 2023.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VEHC y Vehículos Híbridos (VH) se muestran en el Cuadro 5.3.1, para un recorrido de 300 km, los ahorros de energía eléctrica van de un 36% a un 83%, así como una disminución en las emisiones de tCO_2e generadas que pueden ser del 34% al 74% en comparación con un vehículo de combustión interna.

[15] https://www.gob.mx/cre/prensa/presenta-cre-la-primera-regulacion-de-electromovilidad-en-mexico?idiom=es
[16] https://www.electromaps.com/es/puntos-carga/mexico
[17] https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavl/#Tabulados, valores a dic 2024
[18] https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/interactivos/?px=RAIAVP_1&bd=RAIAVP, valores a dic 2024

CUADRO 5.3.1. COMPARATIVO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, HÍBRIDOS ENCHUFABLES, HÍBRIDOS Y VEHÍCULOS DE COMBUSTIÓN INTERNA [19]

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	$kgCO_2e$
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	346		24		85	10
2	Híbrido Enchufable	60	41	24	5	261	23
3	Híbrido		32		10	326	25
4	Eléctrico Gama Alta	682		50		179	21
5	Híbrido Enchufable Gama Alta	94	38	61	8	438	45
6	Híbrido Gama Alta		29		10	347	27
7	SUV Eléctrico	473		57		204	24
8	SUV Híbrido Enchufable	57	46	31	5	196	26
9	SUV Híbrido		24		13	428	33
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		20		15	510	39
2	Combustión Interna Gama Alta		12		27	891	68
3	SUV Combustión Interna		12		26	860	66
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
	Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna					83%	74%
	Vehículo Hibrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna					49%	40%
	Vehículo Hibrido vs. Vehículo de Combustión Interna					36%	36%
	Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta					80%	69%
	Vehículo Hibrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta					51%	34%
	Vehículo Hibrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta					61%	61%
	SUV Eléctrico vs. SUV de Combustión Interna					76%	64%
	SUV Hibrido Enchufable vs. SUV de Combustión Interna					77%	60%
	SUV Hibrido vs. SUV de Combustión Interna					50%	50%

En México actualmente en el sector automotriz se encuentran instaladas 37 plantas de ensamble de vehículos, motores y transmisiones de empresas datos registrados en la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz A.C. (AMIA) y que están distribuidas en 12 entidades federativas[20], ver Cuadro 5.3.2.

Por otra parte, en la Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones, A.C. (ANPACT), la cual representa a la industria automotriz de vehículos comerciales de carga y pasaje, así como motores, cuentan con 14 plantas en diez estados de la República[21].

[19] Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CNE y Armadoras de Vehículos.
[20] https://www.amia.com.mx/about/plantas_ensamble/
[21] https://www.anpact.com.mx/index.php

CUADRO 5.3.2. PLANTAS DE ENSAMBLE DE VEHÍCULOS, MOTORES Y TRANSMISIONES EN MÉXICO

Tipo de planta	Número	Capacidad de producción anual (unidades)	Empleados
Vehículos	20	5,056,148	83,967
Motores	10	5,682,180	11,534
Transmisiones	7	2,373,800	8,400
Total	**37**	**13,112,128**	**103,901**

En 2024, la producción de autos en México se incrementó un 5.6% con respecto al año anterior, así mismo, las exportaciones aumentaron 5.4%, y por otra parte las ventas subieron un 9.8%. Los datos registrados en 2024 representan una gran recuperación del sector después de cuatro años de caídas de la industria automotriz, derivado de los impactos provocados por la pandemia de COVID-19 y la escasez de insumos.

Los cambios de paradigmas actuales como la adopción de la Industria 4.0 (que implica el uso de nuevas técnicas de producción y operaciones con tecnologías inteligentes), el cambio climático, así como la disrupción de las cadenas de producción a causa de la pandemia de COVID-19, crearon cambios significativos en la población, así como en la economía. La transición industrial hacia la electromovilidad es un indicador de la transversalidad que requieren las nuevas soluciones enfocadas a un uso eficiente de energía eléctrica, así como la penetración de tecnologías verdes.

En lo referente a la incorporación de la electromovilidad en el transporte público, la zona metropolitana del Valle de México — conformada por la Ciudad de México, y algunos municipios del Estado de México y el estado de Hidalgo — liderea en el país con su sistema de trolebuses[22], Cablebús, Mexicable, así como autobuses eléctricos que operan en el Metrobús, el Sistema de Transporte Colectivo Metro[23] y el Tren Suburbano[24]. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey[25] y en Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano[26], para enero de 2025 iniciaran las obras para la construcción de la línea 5 de transporte eléctrico y será la primera en conectar al aeropuerto tapatío,[27] otra ciudad que ya cuenta con transporte publico eléctrico es la ciudad de Mérida en el estado de Yucatán[28].

En el estado de Guanajuato específicamente en la ciudad de Guanajuato en marzo de 2024 se presentó dos nuevos autobuses 100 % eléctricos de transporte de pasajeros los que cubrirán la ruta León-Silao-Guanajuato[29].

La ciudad de Puebla anunció el 15 de enero de 2025 a través de la Secretaría de Movilidad y Transporte (SMT), impulsar proyectos de conversión de unidades de gasolina y gas, a vehículos eléctricos, y la revista vehicular, con el objetivo de garantizar un servicio público de transporte seguro, moderno y de calidad[30].

[22] https://www.ste.cdmx.gob.mx
[23] STC Metro, 2022
[24] Suburbano. La vía rápida al bienestar
[25] Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2022
[26] SITEUR, 2022
[27] https://www.eleconomista.com.mx/estados/Linea-5-de-transporte-electrico-iniciara-construccion-en-enero-20240922-0062.html
[28] https://transporteyucatan.org.mx/
[29] https://www.yutong.mx/pressmedia/news/yutong-news/2024/0329/N1773919722505637888.shtml
[30] https://www.puebla.gob.mx/index.php/noticias/item/17399-impulsa-gobierno-de-puebla-transporte-publico-moderno-y-de-calidad?lang=esp

Con respecto al transporte de última milla (flotillas)[31], de las diferentes empresas del transporte de mercancía, se tienen alrededor de 2,850 unidades entre furgonetas, tractocamiones y minivanes.

5.3.4. Pérdidas de energía eléctrica 2024

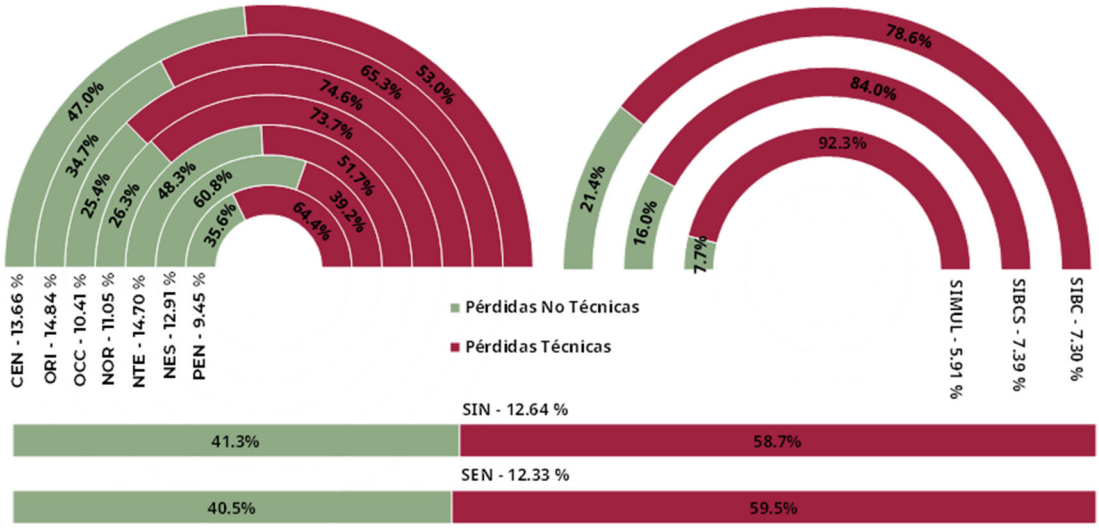
Las pérdidas de energía eléctrica en la RNT y las RGD es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan la transportista, la distribuidora, la suministradora y operadores en un Sistema Eléctrico de Potencia. Las pérdidas de energía eléctrica están integradas por las pérdidas técnicas y las no técnicas, las cuales se obtienen por diferencia entre la energía entregada y la energía consumida.

Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito, fallas o daños de los equipos de medición o errores administrativos.

En 2024, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.33% respecto al consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente superior al 12.26% de 2023. El hecho de no aumentar en demasía el porcentaje de pérdidas totales significa ciertamente una mejoría, inclusive considerando que ocurrieron temperaturas máximas durante el verano en todas las regiones del país con respecto al año anterior. En la Figura 5.3.3. se muestra el porcentaje de pérdidas totales para cada sistema y por GCR, así como el peso que tienen las pérdidas no técnicas y las pérdidas técnicas. Como puede observarse, las pérdidas no técnicas se ubican en un rango de 7.7% (SIMUL) hasta 60.8% (NES) y referente a las pérdidas técnicas I^2R oscilan desde 39.2% (NES) hasta 92.3% (SIMUL), del total de pérdidas.

[31] Con información proporcionada de CONUEE

FIGURA 5.3.3. PÉRDIDAS TOTALES (%) Y SU DESAGREGACIÓN DEL SEN, SISTEMAS Y GCR 2024



5.3.5. Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita 2024 de la industria eléctrica

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés)[32] define la Intensidad Energética de un país como la relación entre el consumo de energía y el Producto Interno Bruto (PIB). Por su parte, la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios[33] establece que: "la intensidad energética primaria es el indicador de eficiencia energética más sencillo y aceptado internacionalmente para evaluar el progreso de eficiencia energética en un país. Este indicador pretende monitorear el progreso de la eficiencia económica en el consumo de energía de un país, relacionándolo con su Producto Interno Bruto en términos constantes".

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL)[34] establece que éste es el indicador más común de eficiencia energética agregada cuya interpretación no es simple ya que en él influyen aspectos como eficiencia en el consumo de energía, condiciones climáticas, tamaño del país y tamaño de la población.

Una elevada intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior. Por lo tanto, la intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía.

[32] U.S. Energy Information Administration. Glossary. https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php.
[33] ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Diario Oficial de la Federación, 23 de enero de 2024. DOF - Diario Oficial de la Federación
[34] Crespo, C. CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia. https://www.cepal.org/es/eventos/observatorio-regional-energias-sostenibles-aporta-al-mejoramiento-capacidades-acceso

La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de planeación.

Es así como el uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas mejoras en el uso se logran generalmente por medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente, así como la implementación de Normas de Eficiencia Energética, métodos de certificados a equipos eficientes y a la a reducción de pérdidas de energía en un Sistema Eléctrico, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 5.3.3. se muestran indicadores regionalizados de intensidad energética para la Industria Eléctrica, consumo medio y consumo per cápita[35]. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de la energía eléctrica en relación con las características económicas y demográficas de cada GCR.

En cuanto a la intensidad energética del SEN se ubicó en 14.6 Wh/$. Se observa que el indicador de las GCR CEN y PEN está por debajo del SEN, en -39.1%, y -14.5%, respectivamente. La GCR CEN es la que menor cantidad de energía eléctrica requiere para producir una unidad de riqueza (8.9 Wh/$), lo anterior, se debe a que en esta GCR predominan las actividades económicas terciarias, las cuales son menos intensivas en el consumo de energía eléctrica. Caso contrario son las GCR ubicadas en el norte del país, que poseen la intensidad energética más alta, esto es atribuible a sus condiciones climáticas extremas y su vocación industrial. Destaca la GCR NTE con el indicador de intensidad energética más alto de 22 Wh/$, seguida de la NOR con 21.6 Wh/$.

En México la intensidad eléctrica del sector comercial y servicios en los últimos diez años va a la baja con una TMCA de -3.3%, acentuándose más en el sector comercial y en menor medida en el sector servicios con -0.5%.

El consumo medio del SEN se ubicó en 7,180 kWh/usuario. Este indicador analiza la relación entre el consumo de energía eléctrica del SEN y el número de usuarios totales. Las GCR CEN, ORI y OCC tienen un consumo medio inferior al nacional debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de usuarios (70.7% del total). Las GCR ubicadas en el norte tienen un consumo medio superior hasta en 82.0% con respecto al SEN ocasionado por la mayor cantidad de industrias y comercios y por la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país.

El consumo per cápita de energía eléctrica del SEN es de 2,661 kWh/habitante. Este indicador nos dice la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEN y ORI, el consumo per cápita es menor en 33.2% y 36.9% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 50.5% de la población nacional. La GCR NES conserva el consumo per cápita más alto del país (74.4% arriba de la media nacional) ya que concentra el 17.9% del consumo con sólo el 10.3% de la población de México.

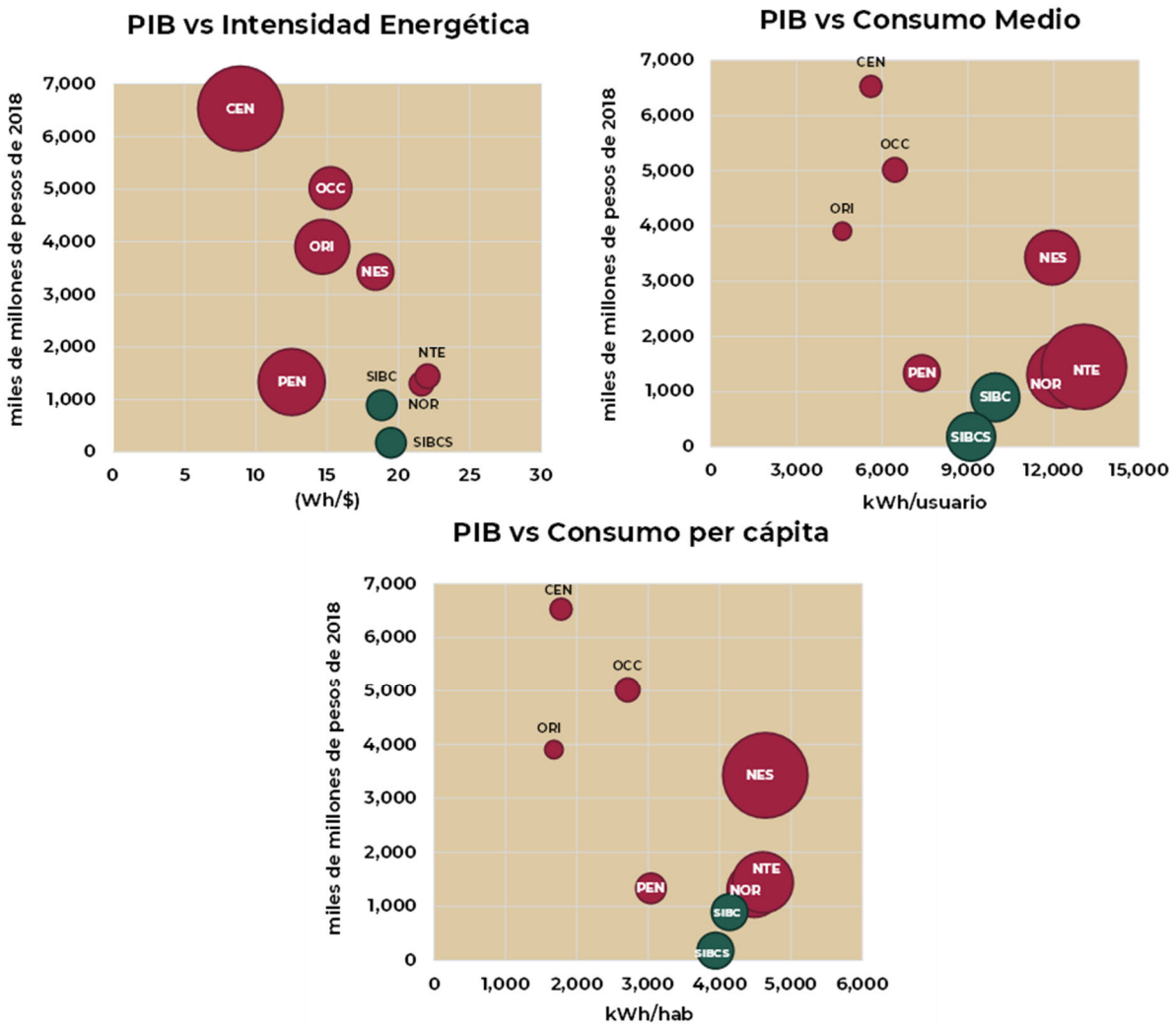
[35] Con información de los Escenarios Macroeconómicos 2025-2039

CUADRO 5.3.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA 2024

GCR o Sistema	Intensidad energética (Wh/$)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo Medio por usuario (kWh/usuario)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo per cápita (kWh/hab)	Variación con respecto al SEN (%)
CEN	8.9	-39.1	5,603	-22.0	1,777	-33.2
ORI	14.7	0.1	4,608	-35.8	1,680	-36.9
OCC	15.2	4.0	6,442	-10.3	2,709	1.8
NOR	21.6	47.6	12,243	70.5	4,487	68.7
NTE	22.0	50.4	13,071	82.0	4,604	73.0
NES	18.4	25.6	11,958	66.6	4,640	74.4
PEN	12.5	-14.5	7,387	2.9	3,038	14.2
SIBC	18.8	28.6	9,965	38.8	4,139	55.6
SIBCS	19.5	32.9	9,116	27.0	3,941	48.1
SEN	**14.6**		**7,180**		**2,661**	

La Figura 5.3.4. permite realizar una comparación entre los indicadores de intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita contra el PIB. Se aprecia que, la GCR CEN capta el PIB más alto a nivel nacional y es la GCR donde se presenta la intensidad energética más baja, lo que significa que utiliza menos energía eléctrica en el proceso de fabricación de productos o servicios. En segundo y tercer lugar de concentración del PIB esta la GCR OCC y GCR ORI, con intensidad energética baja, sin embargo, muestran un menor consumo medio y consumo per cápita que el resto de las Gerencias y Sistemas.

FIGURA 5.3.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA SISTEMAS Y GCR 2024



5.3.6. Demanda máxima integrada bruta 2024

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2024, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 52,302 MWh/h en mayo a las 17:00 hrs, lo que equivale a un incremento de 0.3% respecto a los 52,137 MWh/h de 2023. En el Cuadro 5.3.4. se presentan las demandas máximas integradas brutas de los Sistemas (SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL) y de las GCR, así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

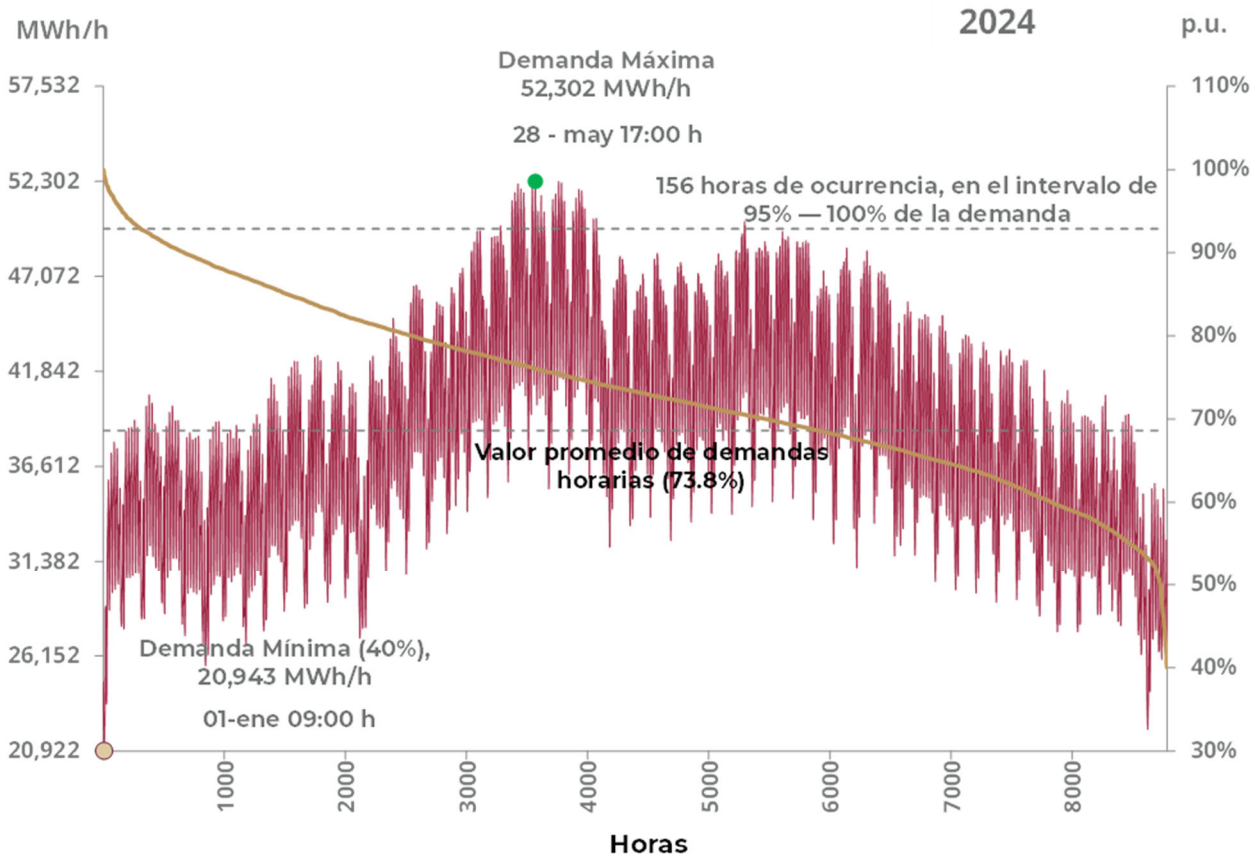
CUADRO 5.3.4. DISTRIBUCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA Y COINCIDENTES SIN Y SEN 2024

Sistemas	Demandas Máximas [1/]		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h [2/]
SEN [2/]	55,528	0.4		
SIN	52,302	0.3		
SIBCN	3,635	5.1		2,798
SIBCS	689	2.0		490
SIMUL	34	5.3		24
Gerencias de Control Regional				
CEN	8,848	2.7	8,041	8,076
ORI	9,034	2.9	8,456	8,393
OCC	11,834	3.1	11,834	11,677
NOR	5,909	1.7	4,902	5,108
NTE	5,540	1.7	5,330	5,313
NES	11,109	1.3	10,999	10,875
PEN	2,969	10.1	2,740	2,772

[1/] Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.
[2/] Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

Las características de la curva de duración de carga del SIN 2024 son las siguientes: se concentran 156 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 40% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 73.8% —factor de carga—. La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año. En los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, como se muestra en la Figura 5.3.5. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

FIGURA 5.3.5. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIN 2024



5.3.7. Ola de calor y su impacto

Recientemente, ante el incremento de la frecuencia y duración de las olas de calor (existen tres factores que determinan la intensidad de las olas de calor y estas son: las temperaturas alcanzadas, su duración y la cantidad de territorio afectado), por lo tanto, este fenómeno climatológico se ha identificado como una variable de estudio preponderante para la previsión del suministro de demanda máxima integrada bruta por su influencia directa en el patrón de comportamiento de la demanda máxima integrada.

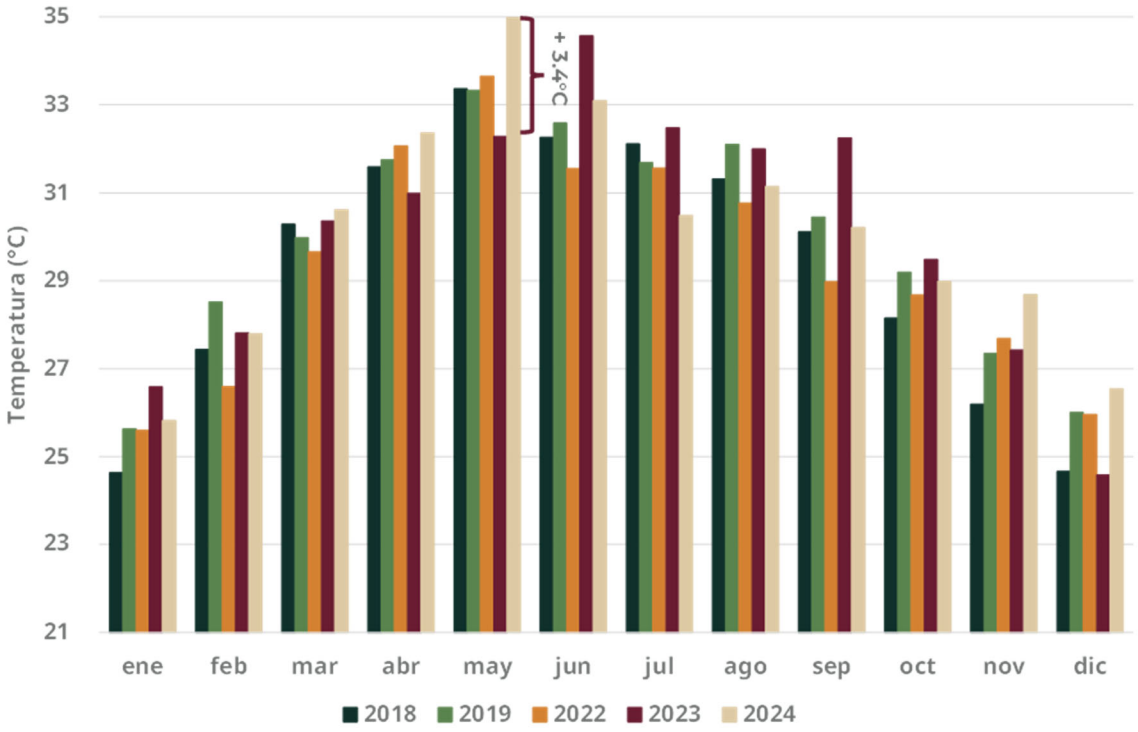
Por lo general, las olas de calor ocurren durante la temporada de verano, cuando históricamente aumentan las temperaturas en México, otros factores que suman son: un menor número de áreas verdes, una fuerte urbanización en el territorio nacional, entre otros, lo cual provoca que la intensidad de las olas de calor sea excesiva en las ciudades requiriendo una mayor demanda eléctrica principalmente por el uso de aire acondicionado y sistemas de refrigeración.

La temperatura máxima promedio mensual de los años más cálidos en México presentó una estacionalidad en donde los meses de mayo – junio registraron las temperaturas más altas como se puede apreciar en la Figura 5.3.6.

Durante el periodo de enero – abril las temperaturas observadas son similares en los cinco años de estudio, sin embargo, en mayo de 2024 ocurrió la temperatura más alta registrada en el periodo de estudio, superando a la máxima histórica registrada en junio de 2023 por 1.1 °C (3.2%).

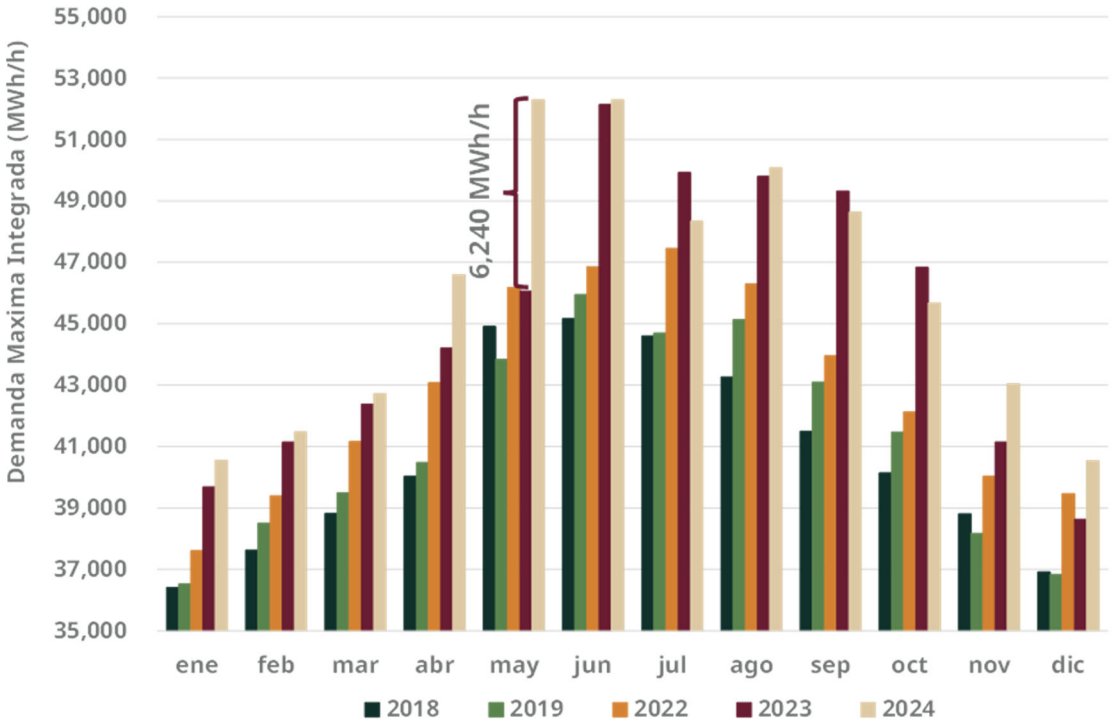
En el mes de mayo ocurrió la temperatura máxima de 2024, la cual presentó un incremento de temperatura del 10.5% (3.4 °C) con respecto al mismo mes de 2023. Aunque se observan variaciones significativas de temperatura en los meses de noviembre y diciembre que corresponden a 4.6% (1.3 °C) y 8.0% (2.0 °C) respectivamente, su impacto sobre la demanda máxima es más moderado en comparación con el mes de mayo. Cabe señalar, que durante el periodo enero – febrero y junio – noviembre las temperaturas de 2024 fueron menores a las registradas en los mismos periodos de 2023 (3.4% en promedio).

FIGURA 5.3.6. TEMPERATURA MÁXIMA PROMEDIO DEL SIN, AÑOS SELECCIONADOS



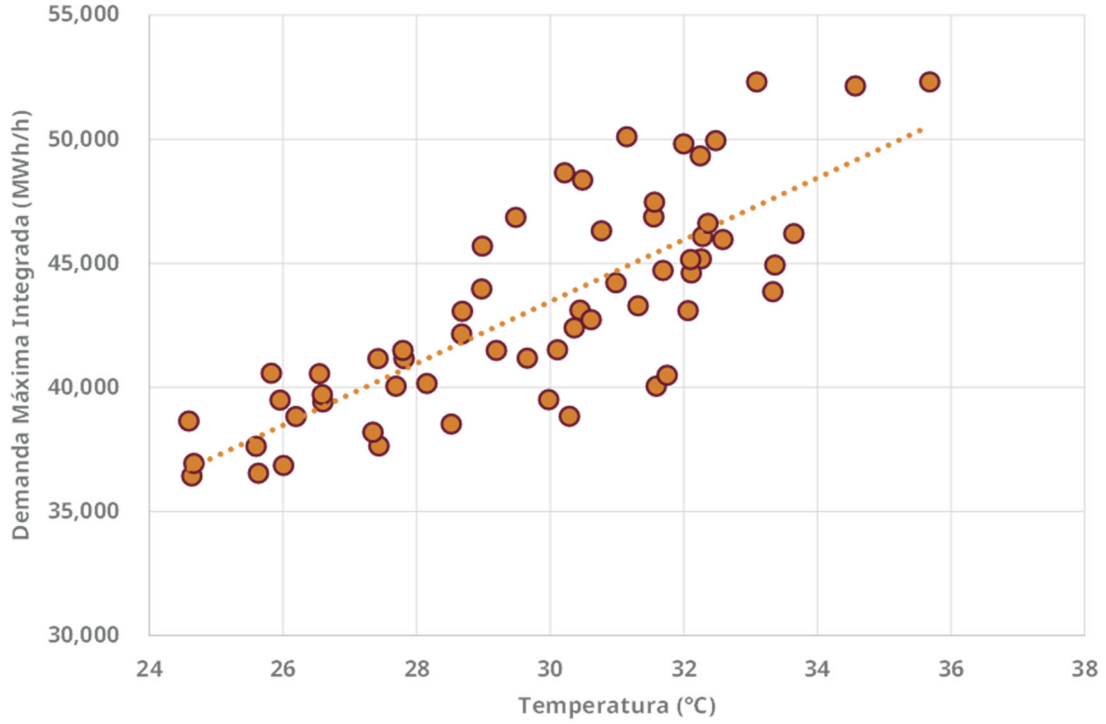
En la Figura 5.3.7, se advierte que en el periodo de abril a mayo de 2024 los incrementos mensuales de la demanda máxima son mayores al 5.2% y hasta el 13.5% con respecto a 2023, siendo mayo el mes de ocurrencia de la demanda máxima de 2024 con 52,302 MWh/h que significó un incremento del 13.5% con 6,240 MWh/h con respecto a la demanda de mayo de 2023. Aunque diciembre presentó un incremento mayor con respecto a 2023, que significó un 4.9% con 1,909 MWh/h. También se puede observar que, a partir del 2023 por efecto de las olas de calor registradas, las demandas máximas integradas ocurridas en el periodo de mayo a septiembre presentaron valores mensuales superiores a las demandas máximas de 2018, 2019 y 2022.

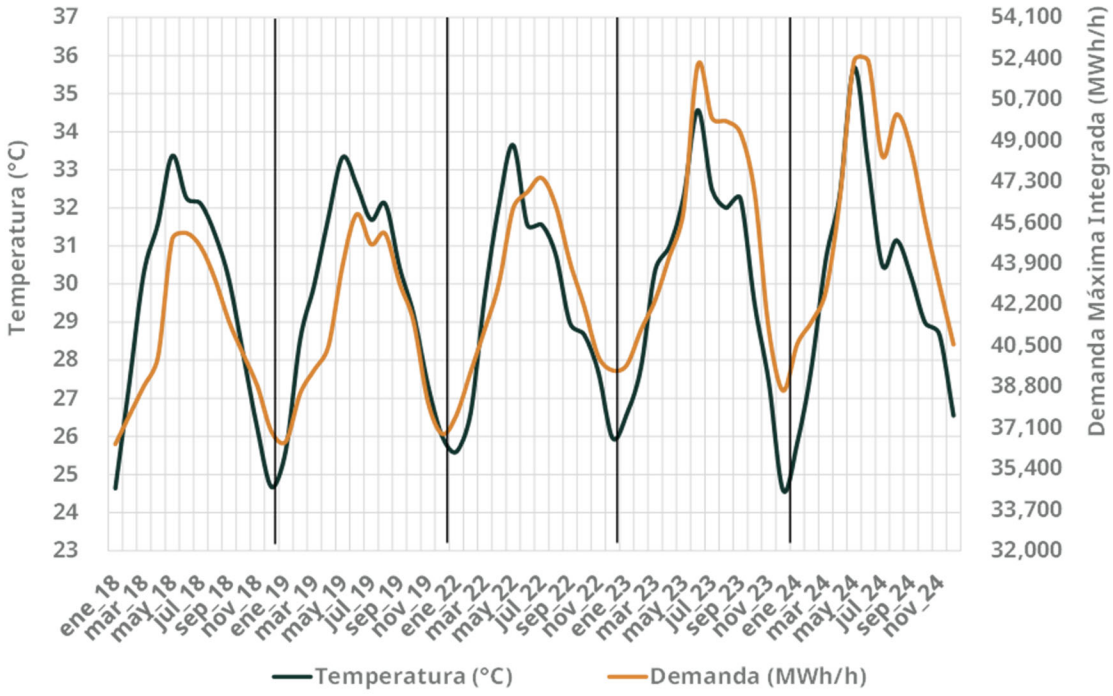
FIGURA 5.3.7. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN, AÑOS SELECCIONADOS



En la Figura 5.3.8. se muestra la existencia de una correlación positiva de 0.9 entre las variables de temperatura y demanda en los valores registrados entre 2018 y 2024, lo que determina que a partir de temperaturas mayores a los 33.2 °C la demanda máxima integrada del SIN aumenta en el orden de 3,709 MWh/h.

FIGURA 5.3.8. CORRELACIÓN ENTRE TEMPERATURA Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA DEL SIN 2018, 2019, 2022, 2023 Y 2024



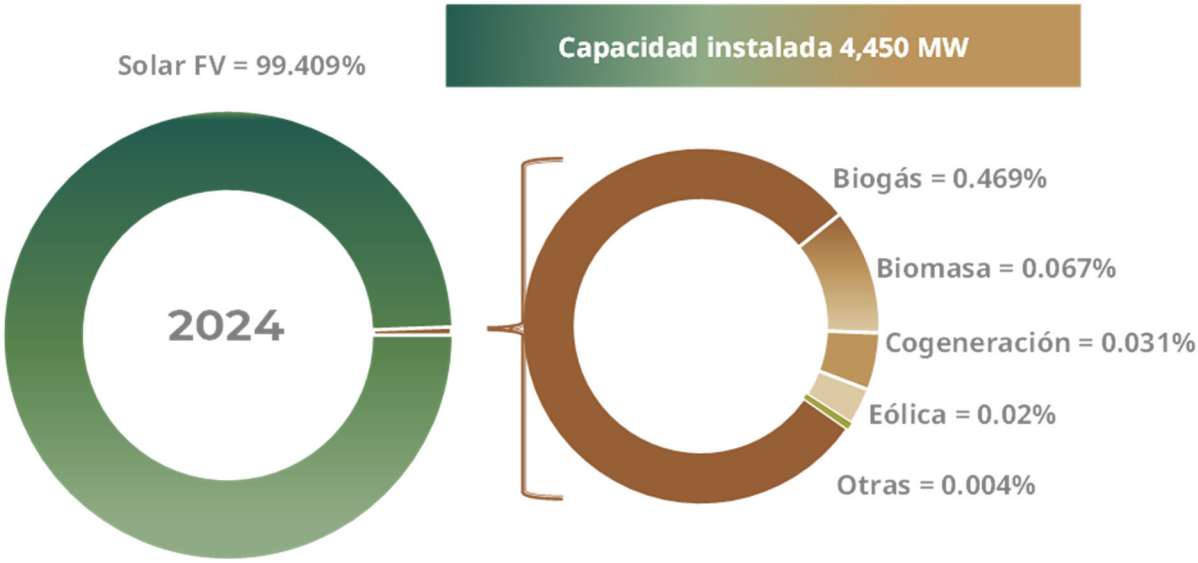


5.3.8. Generación Distribuida 2024

La energía se puede describir como la capacidad que tiene un sistema para producir un trabajo, mismo que puede ser aprovechable por el ser humano, como es el caso de la energía eléctrica obtenida a partir de la transformación de diferentes fuentes de energía como: el agua, el viento, la materia orgánica y la irradiación solar etc. La Generación Distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala. En México de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica[36] se entenderá por generación distribuida, la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) se realiza por un generador exento en los términos de esta Ley, y b) se realiza en una CE que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las reglas del mercado. En esta sección se describirá la GD con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a las RGD.

En 2024 la capacidad instalada acumulada de generación distribuida registró 4,450 MW con una diversificación en las tecnologías como se muestra en la Figura 5.3.9. La tecnología FV tiene una concentración de más del 99.4% siendo la que ha dominado desde el 2007.

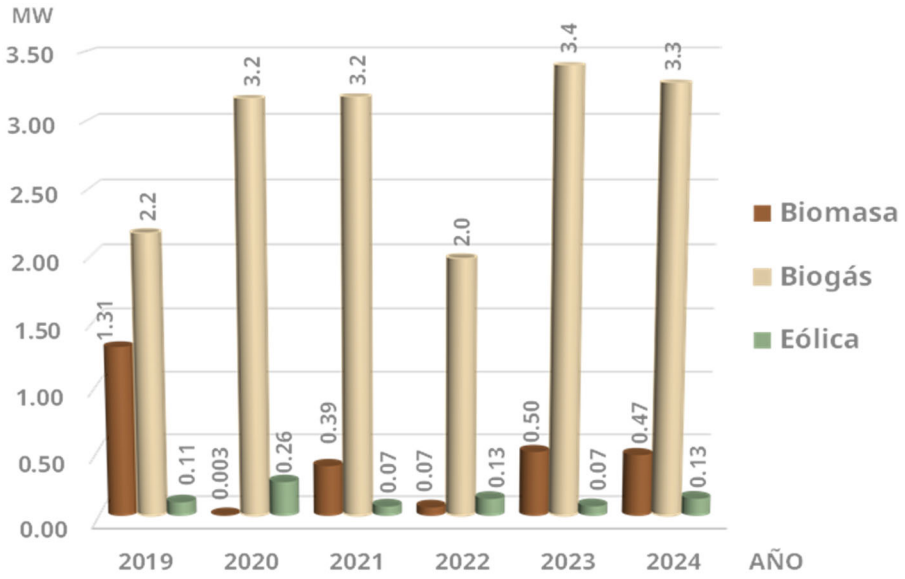
FIGURA 5.3.9. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 2024



Después de la tecnología FV, la generación distribuida por las tecnologías BIO, y EO han presentado la mayor expectativa en los últimos años, tal como se muestra su evolución en la Figura 5.3.10.

[36] Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII. DOF 11 de agosto de 2014

FIGURA 5.3.10. EVOLUCIÓN 2019-2024 DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON TECNOLOGÍA BIOMASA, BIOGÁS Y EO



5.3.9. Generación Distribuida con Fuente de Energía Solar FV.

En el mundo el uso de la energía solar es el que ha tomado mayor impulso, y para el SEN no es la excepción, la aportación de la GD-FV ocupa más del 99.4%, al generar electricidad dentro de los Centros de Carga o fuera de los Centros de Carga para consumo de los sectores residencial, comercial y servicios, aprovechando las horas de irradiación solar durante el día. Lo anterior contribuye con los siguientes beneficios: disminución de las pérdidas por efecto Joule I^2R en la transformación y transporte al no generar la energía eléctrica desde las grandes CE con la matriz energética disponible del SEN y de esta forma también se evitan emisiones de CO_2e, al medio ambiente.

En 2024 la GD-FV del SEN alcanza más de 405 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 4,423 MW con una producción de energía eléctrica de 6,777 GWh, en la Figura 5.3.11. se muestra el crecimiento del 2007-2024 de los conceptos antes mencionados.

Durante el 2024 fue instalada una capacidad de 1,082 MW de GD-FV en las varias regiones que integran el SEN y que se estimó generaron 1,033 GWh, en la Figura 5.3.12 se presenta la contribución de la capacidad instalada acumulada por cada una de las GCR, como en años precedentes la GCR OCC es la que liderea la concentración de GD-FV con un 36.5%, seguida de la GCR NES con 16 % y en menor porcentaje el SIBC y SIBCS con 2.9% y 0.7%, respectivamente.

FIGURA 5.3.11. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA (MW) Y GENERACIÓN APORTADA (GWH) POR LOS SISTEMAS FV 2007-2024

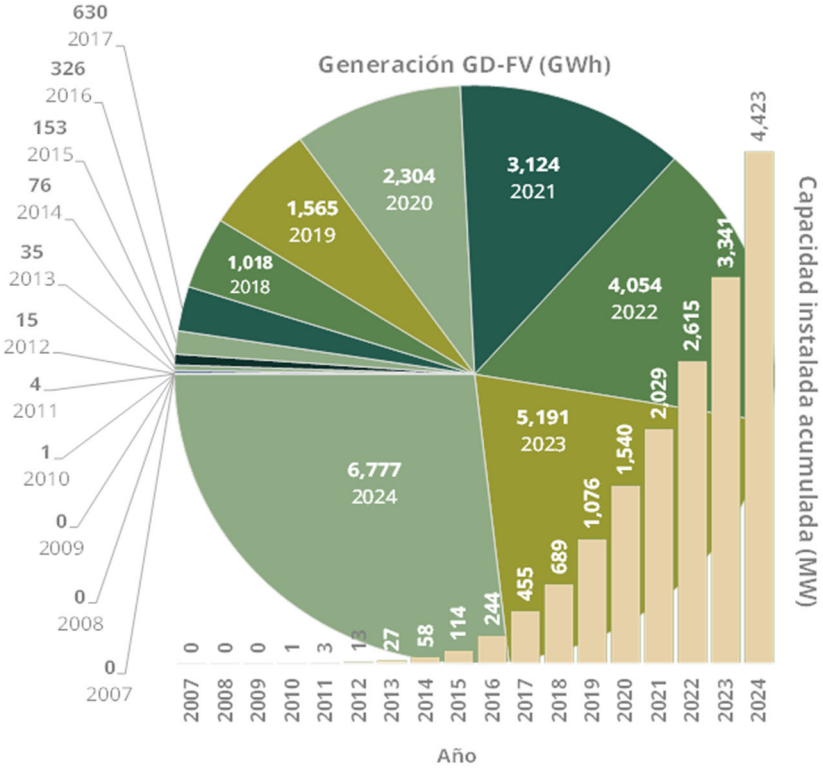
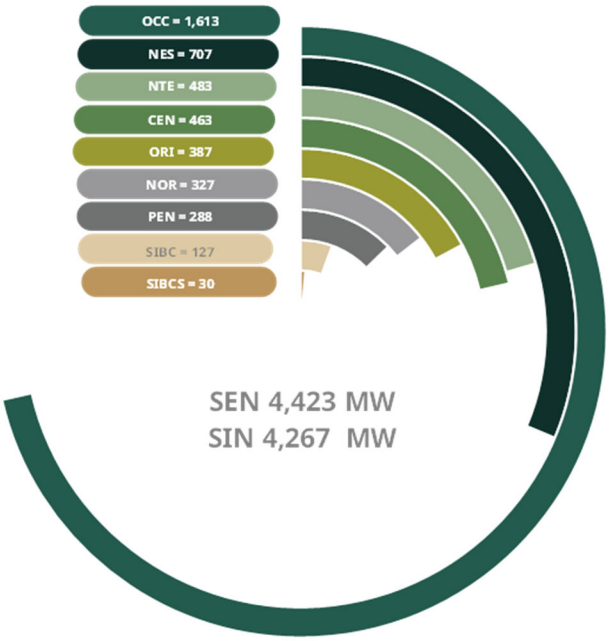


FIGURA 5.3.12. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA (MW) DE GD-FV POR GCR 2024



5.3.10. Entorno Económico 2024

Diversos acontecimientos geopolíticos, así como el aumento de incertidumbre ante cambios en las políticas comerciales influyeron en los indicadores económicos. En 2023, la inflación general fue de 4.7%, mientras que, durante el 2024, se ubicó en 4.2% a tasa anual, cerrando la brecha a la meta de 3% del Banco de México. Por componente, el índice subyacente resultó de 3.7% y el no subyacente fue de 5.9%. Dentro del índice subyacente, los precios de los servicios educativos registraron el mayor crecimiento inflacionario con 5.8%. En cuanto al índice no subyacente, los productos agropecuarios registraron un crecimiento en los precios de 6.6%[37].

La tasa de referencia inició el 2024 en 11.3% (su mayor registro histórico). Durante el año, registró cinco recortes, para concluir en 10%, es decir, 125 puntos base menos[38]. El precio promedio de la mezcla mexicana se situó en 70.7 dólares por barril, cifra menor en 0.7% con respecto al promedio de 2023[39]. En cuanto al tipo de cambio promedio mensual, en 2024, la moneda mexicana se depreció 3.3% llegando 18.3 pesos por dólar[40].

El saldo de la balanza comercial durante 2024 fue deficitario (8,212 millones de dólares), lo que presentó un crecimiento de 50.1% comparado con 2023 cuando el déficit registrado fue de 5,470 millones de dólares. Las importaciones petroleras disminuyeron en 25.7%, mientras que las no petroleras se incrementaron en 7.3%. En cuanto a las exportaciones, las petroleras disminuyeron 14.4% y las no petroleras se incrementaron 5.2% Esta disminución, tanto en las importaciones como en las exportaciones petroleras, es un indicativo del incremento de la producción nacional para el abastecimiento del mercado interno. Del total de las exportaciones no petroleras, el 84.1% tuvo como destino a los Estados Unidos y presentaron un crecimiento anual de 6.1% con respecto a 2023[41].

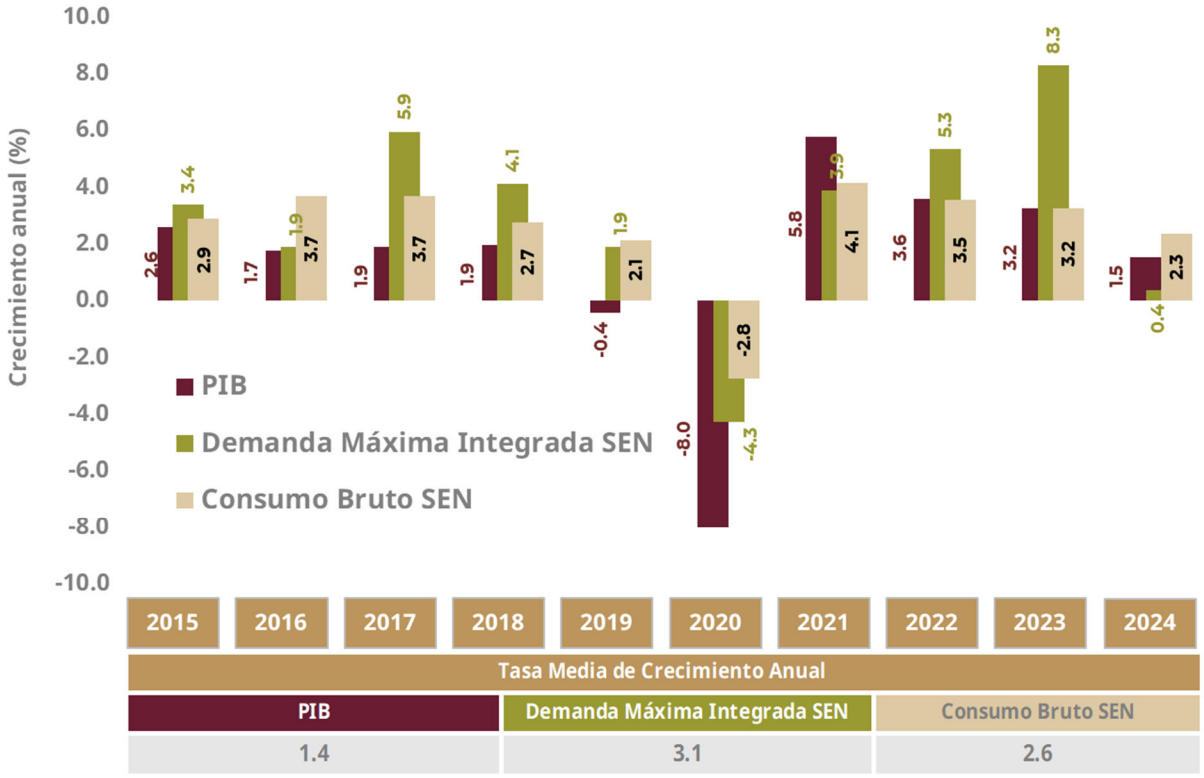
El PIB al cuarto trimestre de 2024[42] creció, a tasa anual, 1.5% con respecto a 2023. Si bien persistió el crecimiento económico positivo, éste fue menor al 3.3 % registrado el año anterior. Por sector de la economía, las actividades primarias cayeron 2.3%, afectadas principalmente por la disminución de 6.1% en los Servicios relacionados con las actividades agropecuarias y forestales y de 4.7 % en la agricultura. Las actividades secundarias se incrementaron 0.2% destacando los sectores de la Construcción con 2.7% de crecimiento anual, y la Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, suministro de agua y de gas natural por ductos al consumidor final aumentó a un ritmo de 1.6% a tasa anual. En cuanto a las actividades terciarias crecieron 2.3% con respecto a 2023, destacando los Servicios profesionales, científicos y técnicos que presentaron un incremento de 15.1% durante 2024[43].

En la Figura 5.3.13. se muestra la evolución histórica del consumo bruto y el PIB durante la última década. En 2024, la industria eléctrica registró un incremento de 2.3% y 0.32% en el consumo bruto y la demanda máxima integrada, respectivamente. El comportamiento del consumo de energía eléctrica guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB. Debido al aumento en los ingresos económicos de la población,

[37] INEGI. Boletín de Indicador 7/25 con fecha del 09 de enero de 2025. ÍNDICE NACIONAL DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (INPC), diciembre 2024.
[38] Banco de México. Sistema de Información Económica. Tasa objetivo.
[39] Banco de México. Precio de la mezcla mexicana de petróleo.
[40] Banco de México. Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE. UU.A., pagaderas en la República Mexicana.
[41] INEGI. Boletín de Indicador 29/2025 con fecha del 27 de enero de 2025. BALANZA COMERCIAL DE MERCANCÍAS DE MÉXICO (BCMM), diciembre de 2024.
[42] INEGI. Boletín de Indicador 90/25 con fecha del 21 de febrero de 2025. PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) TRIMESTRAL. Cuarto trimestre de 2024.
[43] INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto. Tercer trimestre de 2024.

las ventas de los servicios y productos dinamizan la producción industrial, las actividades comerciales, el transporte, entre otras, incrementando así el consumo de energía.

FIGURA 5.3.13. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO PIB NACIONAL Y CONSUMO BRUTO DEL SEN, 2015 – 2024



Tasa Media de Crecimiento Anual		
PIB	Demanda Máxima Integrada SEN	Consumo Bruto SEN
1.4	3.1	2.6

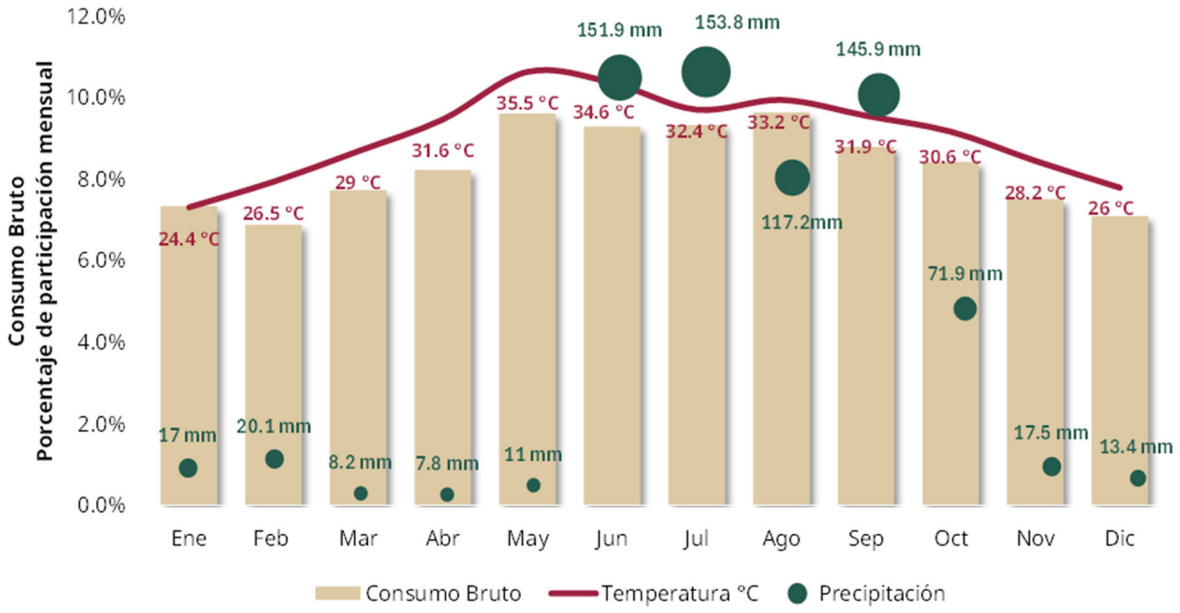
5.3.11. Impacto de la temperatura y las precipitaciones en el Consumo Bruto

En la sección Entono económico 2024, se estableció que existe una relación lineal positiva entre el crecimiento de la economía, representado a través del PIB, y el consumo eléctrico. Sin embargo, adicional a esta relación, existe un conjunto de variables climatológicas como: la temperatura y el nivel de precipitaciones pluviales que también influyen en el comportamiento diferenciado del consumo de energía eléctrica en el SEN a lo largo del año. Ante esta estacionalidad entre los meses de verano e invierno, el SEN debe contar con la capacidad para hacer frente a las variaciones de demanda y consumo de energía eléctrica que se presenten, previendo la entrada o salida de las unidades generadoras, así como la disponibilidad o indisponibilidad de estas, catalogadas por tipo de tecnología.

En la Figura 5.3.14. se muestra el comportamiento mensual registrado en 2024 de las variables de consumo bruto, temperaturas y precipitaciones. Es posible apreciar que, durante los meses de abril a septiembre suelen registrarse los consumos de energía más altos, los cuales también suelen coincidir con las temperaturas más elevadas del año. Por otro lado, ante un aumento del nivel de precipitaciones pluviales, se registra un decremento en las temperaturas máximas, lo cual impacta el consumo bruto, ocasionando que este disminuya.

Para 2024, el Servicio Meteorológico Nacional pronosticó cinco olas de calor (una en marzo; otra en abril; dos en mayo y una en junio)[44]. Las olas de calor provocaron que, durante el mes mayo, 14 de las 32 entidades federativas presentaran una temperatura superior al promedio máximo nacional de 35.5 °C. Este aumento en las temperaturas se atribuyó al fenómeno de El Niño[45], el cual fue contrarrestado en el mes de junio por el incremento de las precipitaciones pluviales en 1,281% (con respecto a mayo de 2024), reduciendo así el promedio de la temperatura máxima nacional en 2.5%, y ocasionando una disminución en el consumo bruto de 3.3%.

FIGURA 5.3.14. PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DEL CONSUMO BRUTO, TEMPERATURA MÁXIMA PROMEDIO (°C) Y PRECIPITACIÓN (MM) SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2024



5.4. Escenario macroeconómico 2025-2039

Las expectativas económicas de crecimiento para el país contemplan tres escenarios de estudio en un periodo de quince años con tasas positivas[46]. En el escenario de planeación se espera tener un crecimiento promedio de 2.5 %. En un escenario más optimista (alto) el crecimiento calculado es de 3%, mientras que en el escenario bajo se estima un avance de 2%, como se muestra en la Figura 5.4.1. Por actividad económica, en el escenario de planeación se predice una tasa media de crecimiento anual de 2% para las actividades primarias, 2.5% para las secundarias y 2.5% para las terciarias. Organismos internacionales como el Fondo Monetario estimó que México en 2024 crecería 1.8% y para 2025, 1.4%[47] . Para los mismos años, el Banco Mundial prevé que la

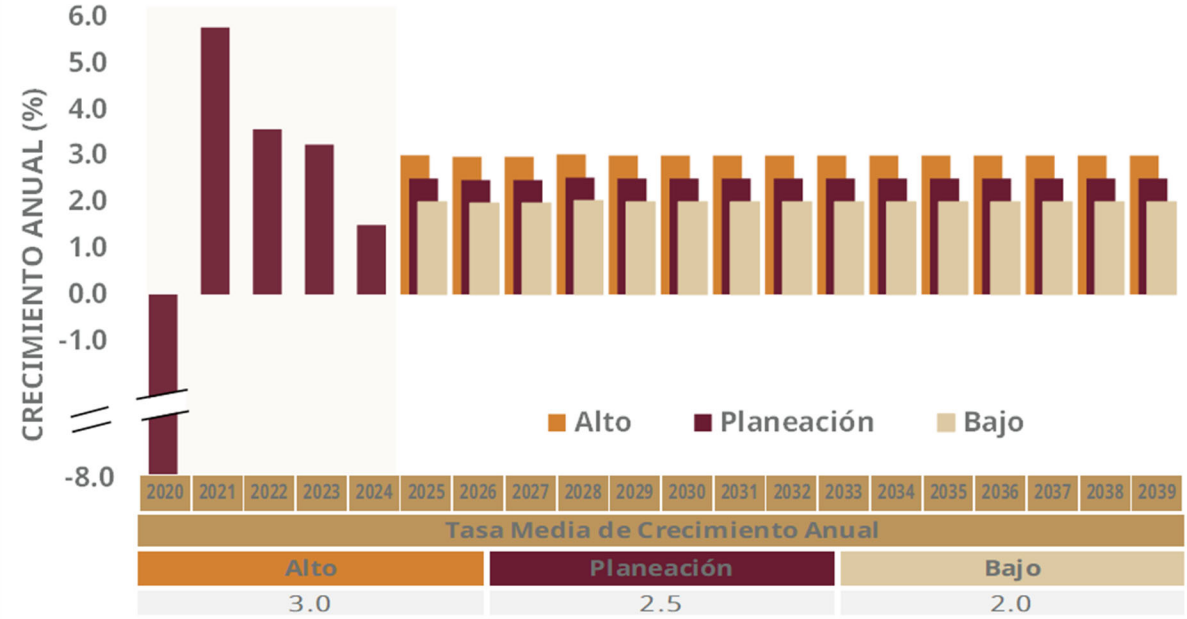
[44] CONAGUA. Servicio Meteorológico Nacional. Comunicado de prensa No. 0277-24. 22 de abril de 2024.
[45] Naciones Unidas. Noticias ONU. Se prevé que El Niño dé paso a La Niña este mismo año. 03 de junio de 2024.
[46] SENER. Escenarios macroeconómicos 2025-2039.
[47] Fondo Monetario Internacional. Actualización de Perspectivas de la Economía Mundial. Enero 2025.

economía del país avance 1.7% y 1.5%[48], respectivamente. La SHCP en los Criterios Generales de Política Económica 2025[49] establece que el crecimiento real del PIB estará en un rango entre 1.5% y 2.5% para 2024, mientras que, para el año siguientes podrían ubicarse entre 2% y 3%.

El Plan México 2025[50] contiene la estrategia de desarrollo económico para el país con una visión al 2030. Al ser un plan de largo plazo, presenta diferentes objetivos dentro de los que destaca colocar a México dentro de las diez economías del mundo, mediante el fortalecimiento del mercado interno y la especialización en sectores estratégicos como lo son: semiconductores, sector automotriz y electromovilidad, textil y calzado, farmacéutica y dispositivos médicos, agroindustria, química y petroquímica, aeroespacial y bienes de consumo.

Se espera que, con la implementación del Plan México 2025 y la promoción de los 12 polos del bienestar a partir de las vocaciones regionales del país, se promueva la reconfiguración geográfica de las industrias, se incremente la proveeduría local de más valor, se eleve el contenido nacional y se fomente la sustitución de importaciones. Para ello, la inversión pública se destinará a incrementar y mejorar la infraestructura en las áreas de energía; agua y saneamiento; transporte de pasajeros y carga; construcción, ampliación o mejoramiento de viviendas; y aumento de la oferta educativa profesional y técnica.

FIGURA 5.4.1. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL 2025 – 2039



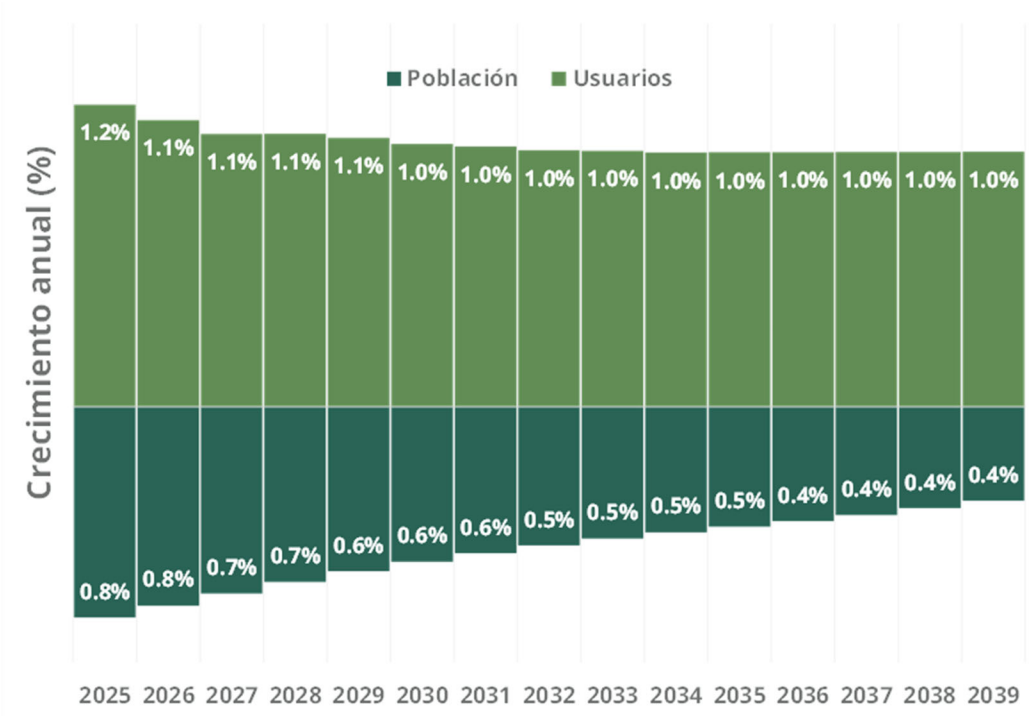
[48] Banco Mundial. Perspectivas económicas globales. Enero 2025.
[49] SHCP. Criterios Generales de Política Económica para la iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al ejercicio fiscal 2025.
[50] Plan México. Estrategia de Desarrollo Económico Equitativo y Sustentable para la Prosperidad Compartida. Primer borrador.

5.4.1. Crecimiento poblacional y usuarios de la industria eléctrica 2025-2039

Como parte de las variables a considerar dentro de la elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica, es fundamental tomar en cuenta las expectativas de crecimiento poblacional, así como el posible crecimiento de usuarios de la industria eléctrica. Además, estas variables también son empleadas para elaborar las prospectivas de consumo medio y consumo per cápita, las cuales proporcionan una noción sobre cómo se utiliza la energía por región del país.

Para el periodo 2025—2039 en el escenario de planeación, el pronóstico de la población contempla una TMCA de 0.6%, de tal forma que, en 2039 la población llegue a ser de alrededor de 144 millones de personas. Para el caso de los usuarios con suministro de energía eléctrica, el promedio de crecimiento en el periodo referido será de 1.04%, como se aprecia en la Figura 5.4.2. Por sector de consumo, se espera que el comercial y residencial sean los sectores con mayor crecimiento de usuarios.

FIGURA 5.4.2. TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL POBLACIONAL Y USUARIOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2025 – 2039



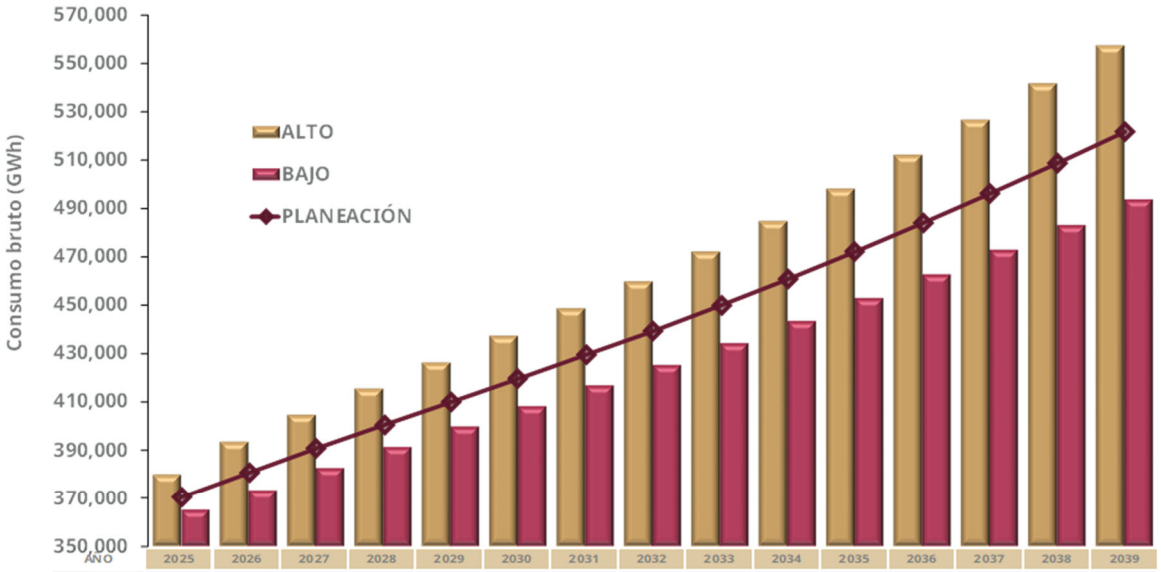
5.5. Consumo Bruto 2025 – 2039

Las estimaciones de consumo bruto consideran tres escenarios de crecimiento económico (planeación, alto y bajo) para el periodo 2025 — 2039 en concordancia con los escenarios macroeconómicos, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, el ahorro y uso eficiente electricidad, electromovilidad y

generación distribuida, dando como resultado tres escenarios de crecimiento para el consumo bruto susceptibles de ocurrir en los próximos 15 años.

El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 54.9% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.1% restante—. En la Figura 5.5.1 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una TMCA del 2.5%, para el escenario Alto de 3% y el escenario Bajo 2.1%.

FIGURA 5.5.1. PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN (GWH) 2025 – 2039, ESCENARIOS



AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ALTO	379,937	393,540	404,715	415,524	426,324	437,386	448,703	459,905	472,167	484,781	498,155	512,169	526,720	541,745	557,477
PLANEACIÓN	370,385	380,597	390,745	400,452	409,988	419,614	429,481	439,346	449,892	460,823	472,153	483,976	496,174	508,691	521,733
BAJO	365,162	373,329	382,612	391,350	399,818	408,258	416,833	425,307	434,285	443,454	452,931	462,777	472,866	483,146	493,802

tasa media de crecimiento anual (%), 2024 - 2038		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
3.0	2.5	2.1

5.5.1. Consumo Bruto Regional 2025 – 2039

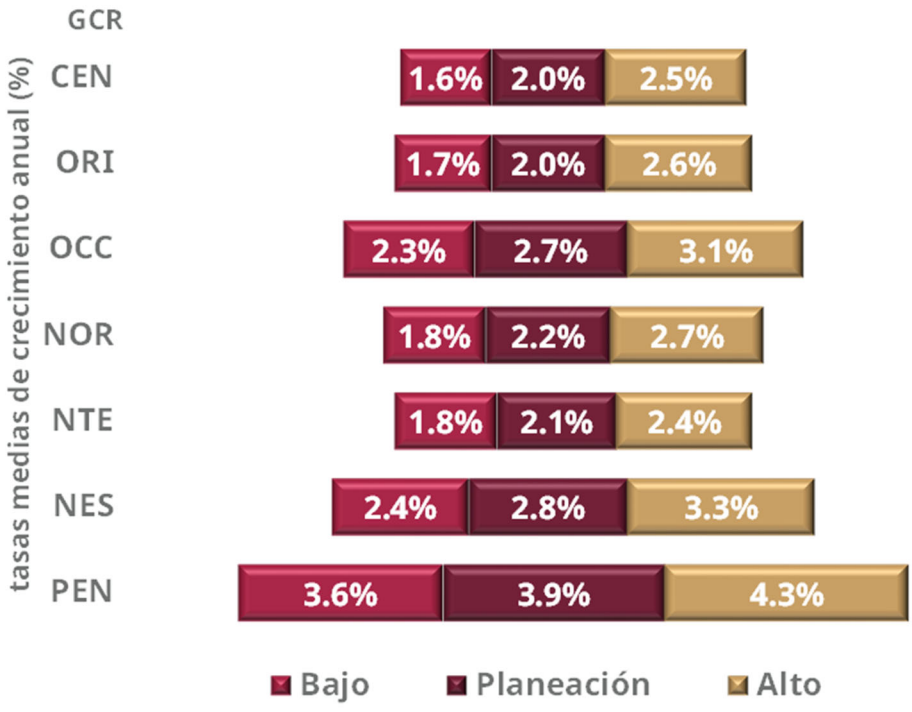
Los crecimientos estimados son reflejo de los detonantes de desarrollo económico previstos en las diferentes regiones, impulsados por una mayor inversión en infraestructura, la cual tiene como finalidad la conectividad territorial, así como impulsar la integración de cadenas de valor, por medio de la relocalización de empresas hacia los mercados objetivo, como se describe en el Plan México 2025. La aceleración de la ejecución de la inversión se ve reflejada en los crecimientos medios de los tres escenarios de estudio que se muestran en el Cuadro 5.5.1.

CUADRO 5.5.1. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR SISTEMAS 2025 – 2039 TMCA

Tasa Media de Crecimiento Anual 2025 - 2039					
Escenario	**SEN**	**SIN**	**SIBC**	**SIBCS**	**SIMUL**
Alto	3.0	2.9	3.7	3.23	1.85
Planeación	2.5	2.5	3.4	3.14	1.76
Bajo	2.1	2.1	3.1	3.07	1.70

En el mismo sentido, en la Figura 5.5.2. se presentan las TMCA de los tres escenarios para cada una de las GCR que integran el SIN en el periodo de estudio. Tomando en cuenta el escenario de planeación, el cual es considerado como el escenario principal para la realización de estudios y evaluación de proyectos, se observa que, la península de Yucatán presenta la TMCA más altas con crecimientos de 3.6% en el escenario bajo, 3.9% en el escenario de planeación y 4.3% en el escenario alto. Por el contrario, en las GCR CEN, ORI, NTE y NOR se esperan crecimientos menores de 1.9% en el escenario bajo, los crecimientos de estas GCR en el escenario alto oscilan entre 2.4% y 2.7% y en el escenario de planeación se estiman incrementos de 2% a 2.2%. La GCR NES y OCC crecerán en el escenario de planeación 2.8% y 2.7%, respectivamente, mientras que para el escenario alto se estiman crecimientos ligeramente superiores al 3 % y para el bajo se estima 2.4% para el NES y 2.3% el OCC.

FIGURA 5.5.2. PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2025 – 2039, TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%)



En la Figura 5.5.3, se presenta el consumo bruto del escenario de planeación en porcentajes de participación para cada GCR y sistema interconectado con relación al SEN, desde el 2025 hasta el 2039. De forma constante la GCR OCC tiene una mayor participación al pasar de 21.5% en 2024 del consumo bruto nacional hasta ubicarse en 22.1% en 2039. Las GCR NES, PEN, SIBC, SIBCS y SIMUL muestran un comportamiento similar al OCC, es decir, aumentan su participación al final del horizonte de planeación. En tanto las GCR CEN y ORI disminuyen su participación en 2039 respecto al 2025, lo cual se debe a que son regiones más robustas y su densidad de carga ya no es tan dinámica como las otras regiones.

FIGURA 5.5.3. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR GCR Y SISTEMAS 2025 – 2039, PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN (%)

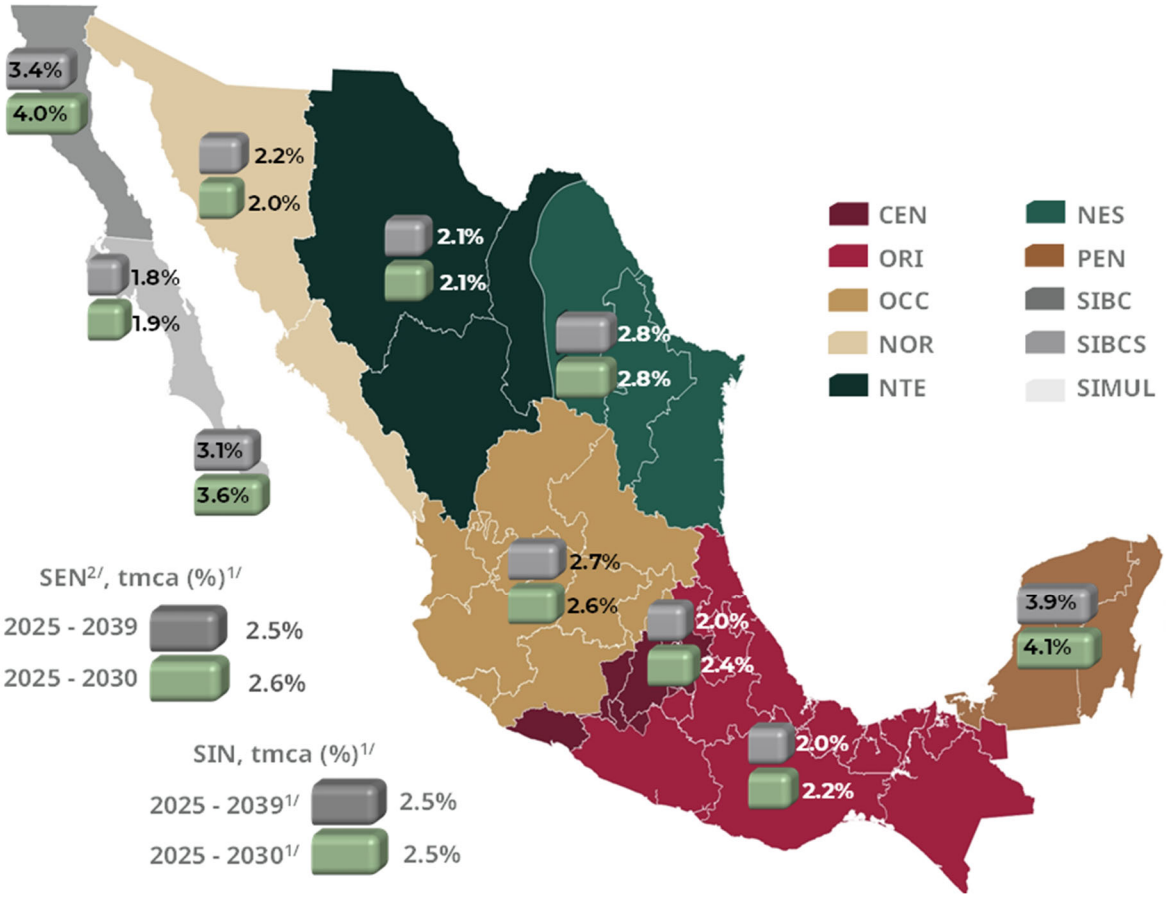


NOTA: Las cantidades en porcentaje pueden no sumar el 100%, debido a redondeos de cada GCR y Sistema.

Para el estudio del comportamiento del Consumo Bruto para cada Gerencia y Sistema, se parte del análisis de dos periodos: mediano plazo —seis años en concordancia con el Plan México 2025-2030— y largo plazo —quince años 2025-2039—. En lo que refiere al escenario de Planeación, en el largo plazo, la Gerencia que se estima tenga un mayor crecimiento es la PEN con una TMCA de 3.9%, seguida de la Gerencia NES y OCC con crecimientos promedio de 2.8% y 2.7%, respectivamente. En cuanto a los Sistemas Interconectados, el SIBC crecerá en promedio 3.4%, mientras que el SIBCS y SIMUL se calcula avancen 3.1% y 1.8%, en ese orden.

Considerando el análisis a mediano plazo, se prevé que el Consumo Bruto tenga mayor crecimiento en los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur, así como en la Gerencia PEN, con crecimientos promedio superiores al 3.6%. La GCR NES se calcula crezca 2.8%, mientras que la NTE y NOR presentan un incremento promedio alrededor de 2%. El comportamiento descrito anteriormente se puede observar en la Figura 5.5.4.

FIGURA 5.5.4. PRONÓSTICO REGIONAL CONSUMO BRUTO 2025–2030 Y 2025– 2039, PLANEACIÓN

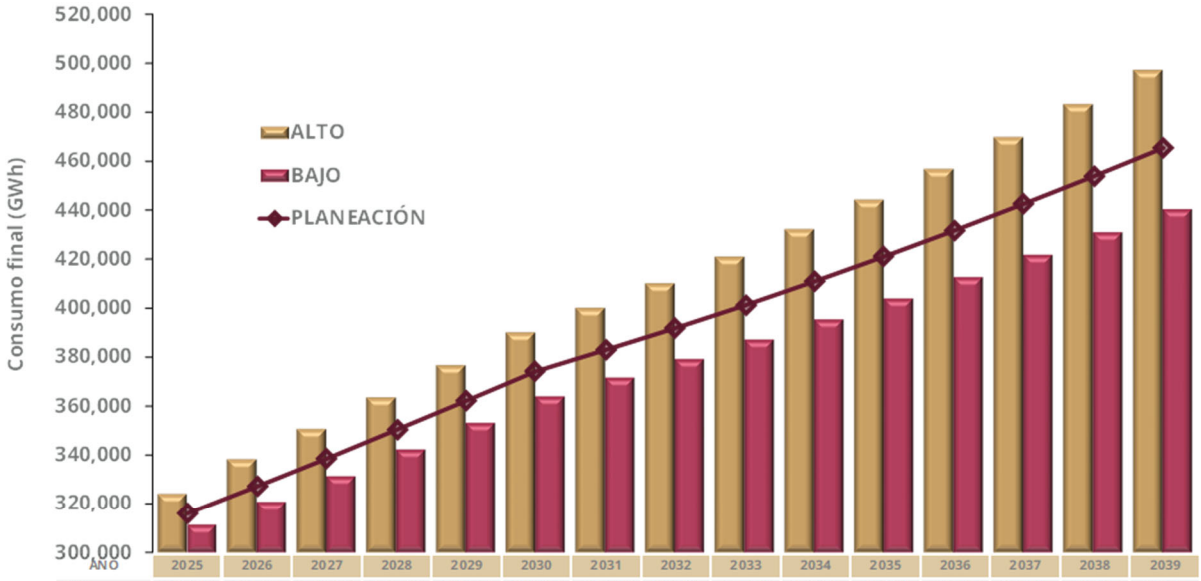


[1/] TMCA, año de referencia 2024.
[2/] Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBCN, SIBCS y SIMUL.

5.5.2. Consumo Final 2025 – 2029

Para la estimación del consumo final de energía eléctrica se consideraron tres escenarios de estudio, donde el alto proyecta un crecimiento medio de 3.3%, el bajo de 2.5% y el de planeación de 2.9%, ver Figura 5.5.5. Estos escenarios consideran premisas diferenciadas, pues el escenario alto estima un crecimiento superior para la gran industria y empresa mediana con una TMCA de 2.5% y 3.2%, respectivamente.

FIGURA 5.5.5. PRONÓSTICO DEL CONSUMO FINAL DEL SEN (GWH), 2025– 2039, ESCENARIOS

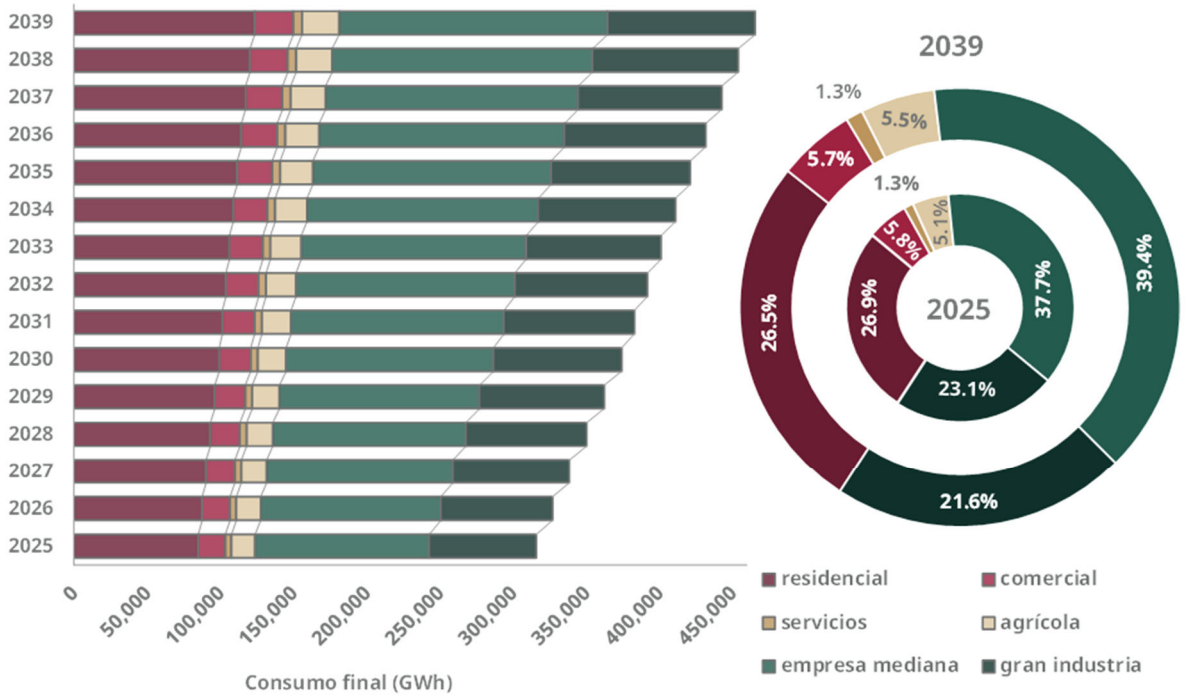


AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ALTO	324,193	338,351	350,721	363,622	376,775	390,186	400,207	410,251	421,080	432,372	444,376	456,864	469,906	483,382	497,351
PLANEACIÓN	315,968	327,133	338,532	350,351	362,255	374,241	382,980	391,844	401,155	410,949	421,133	431,667	442,614	453,841	465,421
BAJO	311,484	320,852	331,457	342,359	353,241	364,092	371,686	379,311	387,228	395,455	403,982	412,756	421,813	431,048	440,493

TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
3.3	2.9	2.5

En el escenario de Planeación, se espera que el sector de agrícola tenga el mayor avance con una TMCA de 3.3%, seguido del sector residencial y comercial, se estima un crecimiento medio de 2.7% respectivamente, mientras que los servicios crecerán 2.5%. En cuanto a la participación por sector, en el año 2025, la empresa media abarca el 37.7% del total, llegando a 39.4 % al final de periodo. El segundo y tercer sector con mayor consumo son el residencial y la gran industria que inician con una participación del 26.9% y 23.1%, en ese orden. Para 2039 el residencial consumirá el 26.5% y la gran Industria un punto y medio porcentual menos al de 2025. El sector comercial, agrícola y servicios consumen en conjunto el 12.3% restante del 2025, mientras que, en 2039, aumentan su participación, llegando a 12.4%, ver Figura 5.5.6.

FIGURA 5.5.6. PRONÓSTICO DEL CONSUMO FINAL POR SECTOR DE CONSUMO, 2025– 2039, PLANEACIÓN

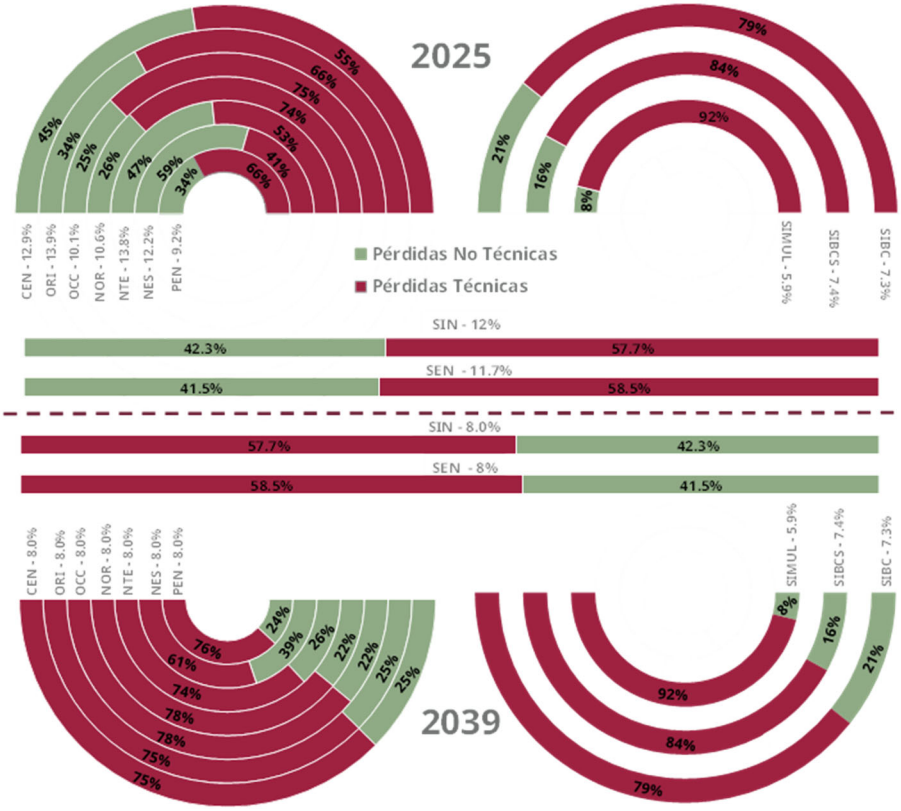


5.5.3. Pérdidas de Energía Eléctrica 2025 – 2039

Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía eléctrica térmica (efecto Joule I2R) que se desprende del paso de la electricidad a través de los procesos de la transportista, la distribuidora y la suministradora, por otra parte, las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía eléctrica registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

La Transportista, la Distribuidora y Comercializadores deben contemplar un programa de reducción de pérdidas en sus respectivos procesos, en el pronóstico se contempla dicho programa el cual requiere un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición. Se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8%. En la Figura 5.5.7, se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 11.7% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2025. Para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8% de la energía eléctrica neta del sistema.

FIGURA 5.5.7. PRONÓSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) Y DESAGREGACIÓN DEL SEN, SISTEMAS Y GCR 2025 Y 2039, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



5.5.4. Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita 2025 – 2039

Del análisis del Pronóstico de Demanda y Consumo, los escenarios macroeconómicos, las prospectivas poblacionales y número de clientes se puede conocer el desempeño de ciertos indicadores que arrojan información valiosa sobre el consumo regional relacionado con la cantidad de energía utilizada en la producción de bienes y servicios, los usuarios del servicio eléctrico y los habitantes. Con lo antes descrito, es posible identificar si se presenta una mejora en el uso de la energía o, en su caso, un patrón diferente que se considere importante de estudiar. En esta sección se describe el comportamiento esperado de los siguientes indicadores: intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita (Ver Figura 5.5.8.).

5.5.5. Intensidad Energética 2025 – 2039

Si bien se estima que, a nivel mundial, el indicador de intensidad energética decrezca en promedio una tasa anual de 1.7% para el periodo 2025 – 2039[51], en el caso de México, se estima que la intensidad energética para el SEN se mantenga sin cambios (14.7 Wh/$) para el mismo periodo. Lo anterior, ocasionado por una estimación de crecimiento del consumo eléctrico en el país, debido a la plena entrada en operación de obras en infraestructura ferroviaria, el aprovechamiento de las ventajas y oportunidades que ofrece el Nearshoring, y se prevé un incremento significativo en la adopción de la electromovilidad. Es así como, se estima que, uno de los sectores de mayor crecimiento sea el de la empresa mediana, además de la expansión de los centros de datos y la incorporación de medios de transporte eléctrico masivo. Históricamente, se ha observado que el crecimiento económico suele ser menor al del consumo eléctrico. En un periodo de 10 años (2015-2024), la TMCA del PIB fue de 1.4%, mientras que, por ejemplo, el consumo bruto creció a una tasa media anual de 2.5% durante el mismo periodo.

Las GCR ORI y CEN, en el año 2039, se estima tengan una intensidad energética inferior a la nacional (14.6 y 8.5 Wh/$, respectivamente). Es de destacar la GCR PEN, ya que pasa de 13.0 Wh/$ en 2025 a 15.1 Wh/$ en 2039, es decir un crecimiento de 1.3% promedio anual, debido a que se prevé un importante repunte en el consumo de energía eléctrica como consecuencia del incremento en las actividades turísticas y comerciales detonadas por el Tren Maya y el Tren Transístmico. Se espera que el resto de las Gerencias y Sistemas tengan una intensidad energética superior a la nacional. Sobresale que en el periodo 2025-2039, la GCR NTE es la que posee el indicador más alto llegando a 22.3 Wh/$ en 2039.

5.5.6. Consumo Medio 2025 – 2039

Mientras que el crecimiento esperado en el consumo neto es de 2.5% a tasa media de crecimiento anual para el periodo 2025 – 2039, para el caso de los usuarios es de 1.0%. En 2024, los sectores empresa mediana y gran industria representaron el 60.6% del consumo final con únicamente el 0.9% de los usuarios. Como tal, los pronósticos consideran que esta tendencia continúe en el futuro, por lo que se espera que, al ser mayor el crecimiento del consumo de electricidad que el de los usuarios, el consumo medio aumente.

En el año 2025, las GCR CEN, ORI y OCC presentan indicadores inferiores al nacional en lo que respecta al consumo medio. Para el año 2039, destacan los SIBC y SIBCS con las TMCA más altas 3.1%, y 2.4%, respectivamente. Se estima que las GCR NOR, NTE y NES serán las gerencias que, en 2039, continúen con el consumo medio más alto. Por el contrario, las GCR CEN, ORI y OCC, seguirán estando por debajo del consumo medio del SEN. Se prevé que la TMCA del consumo medio para el SEN será de 1.5% en el periodo 2025-2039.

5.5.7. Consumo per cápita 2025 – 2039

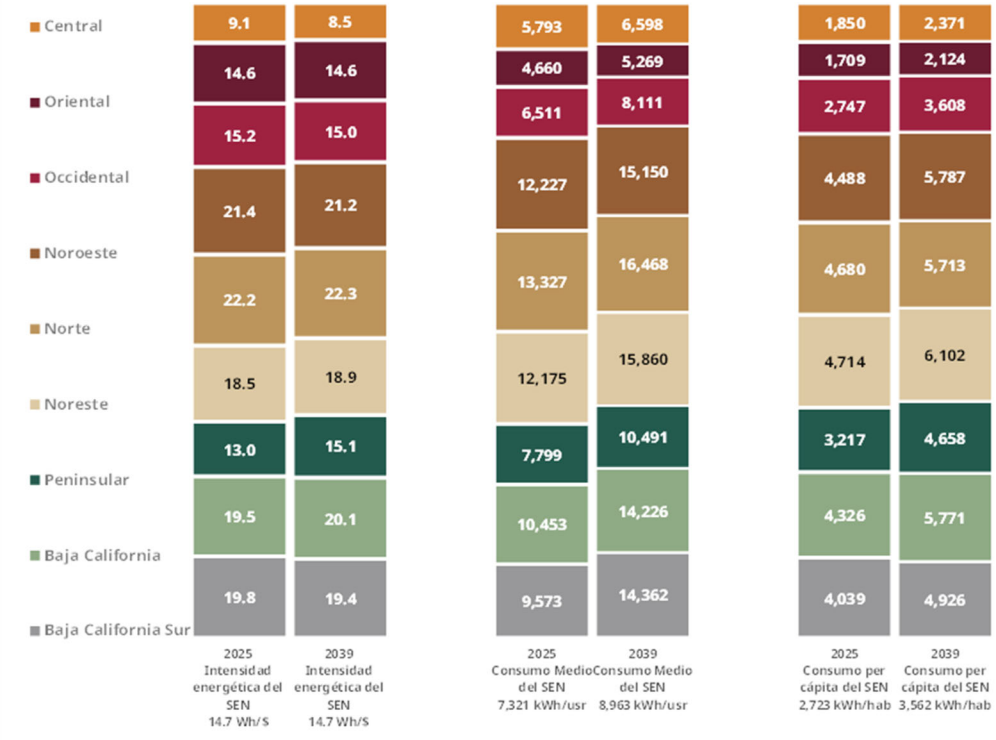
Las proyecciones de la EIA[52] estiman en su caso base, para el periodo 2025 — 2039, que, a nivel internacional, el consumo per cápita de electricidad tendrá una TMCA de 0.8%, mientras que para México se estima en 2.0%. Lo anterior, derivado de la proyección de crecimiento poblacional a una TMCA de 0.6% para el periodo 2025-2039 y que el crecimiento del consumo neto se espera sea de 2.5%. Se pronóstica que el consumo per cápita se

[51] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2023.
[52] Ibidem.

incremente en los próximos 15 años, dado que el ritmo de crecimiento de la población se prevé disminuya y el consumo de electricidad continúe aumentando.

En 2025 y 2039, las GCR CEN y ORI son las únicas GCR con un consumo per cápita inferior al del SEN. Para el resto de las GCR y los Sistemas, se pronóstica que conserven un consumo per cápita superior al nacional, destacando la GCR NES con el consumo per cápita más alto. Las TMCA más elevadas se presentan en la GCR PEN y SIBC con 2.9% y 2.2%, respectivamente.

FIGURA 5.5.8. PRONÓSTICO DE INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2025– 2039



5.6. Electromovilidad 2025 – 2039

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021-2024, describe las siguientes acciones[53].

- Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una Alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.

[53] PECC 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 2021.

- Promover la inclusión de normas lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.
- Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
- Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
- Modificar la norma sobre emisiones de bióxido de carbono aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163).
- Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
- Reducir las emisiones de CO2 y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
- Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (COP26), se promovió la aceleración de la transición a vehículos 100% cero emisiones indica que los representantes de gobiernos, empresas y otras organizaciones con influencia sobre el futuro de la industria automotriz y el transporte por carretera, se comprometen a acelerar rápidamente la transición a vehículos de emisión cero para lograr los objetivos del Acuerdo de París. En dicha declaración, los fabricantes de automóviles también se comprometieron para alcanzar el objetivo de que todos los vehículos nuevos sean cero emisiones para 2035 en los principales mercados[54].

En noviembre de 2022, el gobierno mexicano firmó un nuevo compromiso en la Cumbre Climática realizada en Egipto (COP27), en el cual se compromete a reducir las emisiones hasta en un 35%para 2030, y a convertirse en un país neutral en carbono para 2050. Esto significa, dejar de emitir aproximadamente 297 millones de toneladas de carbono en 2030[55].

Dentro del Plan México 2025 que es la estrategia de desarrollo económico equitativo y sustentable para la prosperidad compartida, una de las metas al 2030 es crecer en ventas de la industria automotriz y la electromovilidad los cuales están considerados como un sector estratégico, lo cual contribuye a la reducción de emisiones contaminantes.

La movilidad eléctrica se está acelerando en muchos lugares del país y la infraestructura de carga de VE y VEHC es primordial. De acuerdo con la información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI[56]), hasta el mes de diciembre de 2024 las ventas de solo VE y VEHC ascienden a 32,277 unidades; por lo que, derivado del crecimiento en la adquisición de este tipo de carros, es importante promover el despliegue de infraestructura de carga que propicie una adecuada cobertura de la energía eléctrica que requieren los usuarios para la carga de estos autos en todo el territorio nacional de una forma segura para los consumidores y el Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, la IEA considera necesario analizar las redes de distribución tomando en cuenta las

[54] https://www.anves.org/post/m%C3%A9xico-se-compromete-a-que-todos-los-autos-nuevos-que-se-vendan-en-2040-sean-cero-emisiones
[55] https://www.amda.mx/wp-content/uploads/amia_estudio-completo_230911.pdf
[56] https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/interactivos/?px=RAIAVL_11&bd=RAIAVL

variaciones posibles y que para elaborar estos análisis se requieren de manera inicial el contar con información detallada sobre los perfiles de consumo, preferencias de carga, entre otras.

En tanto México migra hacia la electromovilidad, especialistas advierten sobre la necesidad de alistar más estaciones de carga. Hasta el 2024 había un total de 3,586 estaciones de carga públicas para autos eléctricos, mientras que para el 2039 se estima que existan alrededor de 190,554 estaciones de carga[57].

La CFE diseña y ejecuta políticas públicas que promuevan el desarrollo del mercado de movilidad eléctrica; dentro de estas destacan el Proyecto para la Promoción de la Electromovilidad por medio de la Inversión en Infraestructura de Recarga (PEII), un proyecto operado por el PAESE, en colaboración con la Secretaría de Energía (SENER) y el Fondo para la Transición energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).

Por medio de este proyecto, se instalarán 100 electrolineras universales públicas y gratuitas; asimismo, se desplegarán 9 corredores eléctricos distribuidos en tres Gerencias de Control Regional, Central, Occidental y Noreste[58]. En diciembre de 2024 Grupo Soriana anunció una alianza estratégica con FAZT, empresa líder en soluciones de carga para vehículos eléctricos, para crear una gran red de carga que contempla la instalación de 1,000 estaciones en los estacionamientos de sus supermercados para el año 2030[59].

Dentro de los proyectos que contempla el Gobierno federal está la ampliación del Tren Suburbano de lechería-Xaltocan-AIFA el cual se prevé entre en operación en el segundo semestre de 2025. El Plan México contempla la producción de vehículos eléctricos de manufactura mexicana, así como la fabricación de trenes. Por otra parte, en los estados de Baja California Norte y en el Estado de México se están realizando pruebas piloto de autobuses eléctricos.

El Plan Colibrí[60,61] , tiene 100 compromisos para la movilidad sostenible (2023 – 2029), en el Estado de México dentro de esos compromisos contempla proyectos de transporte masivo, destacando la construcción de un Metro (METROMEX) con el cual se busca conectar al Estado de México con la CDMX mediante 8 líneas.

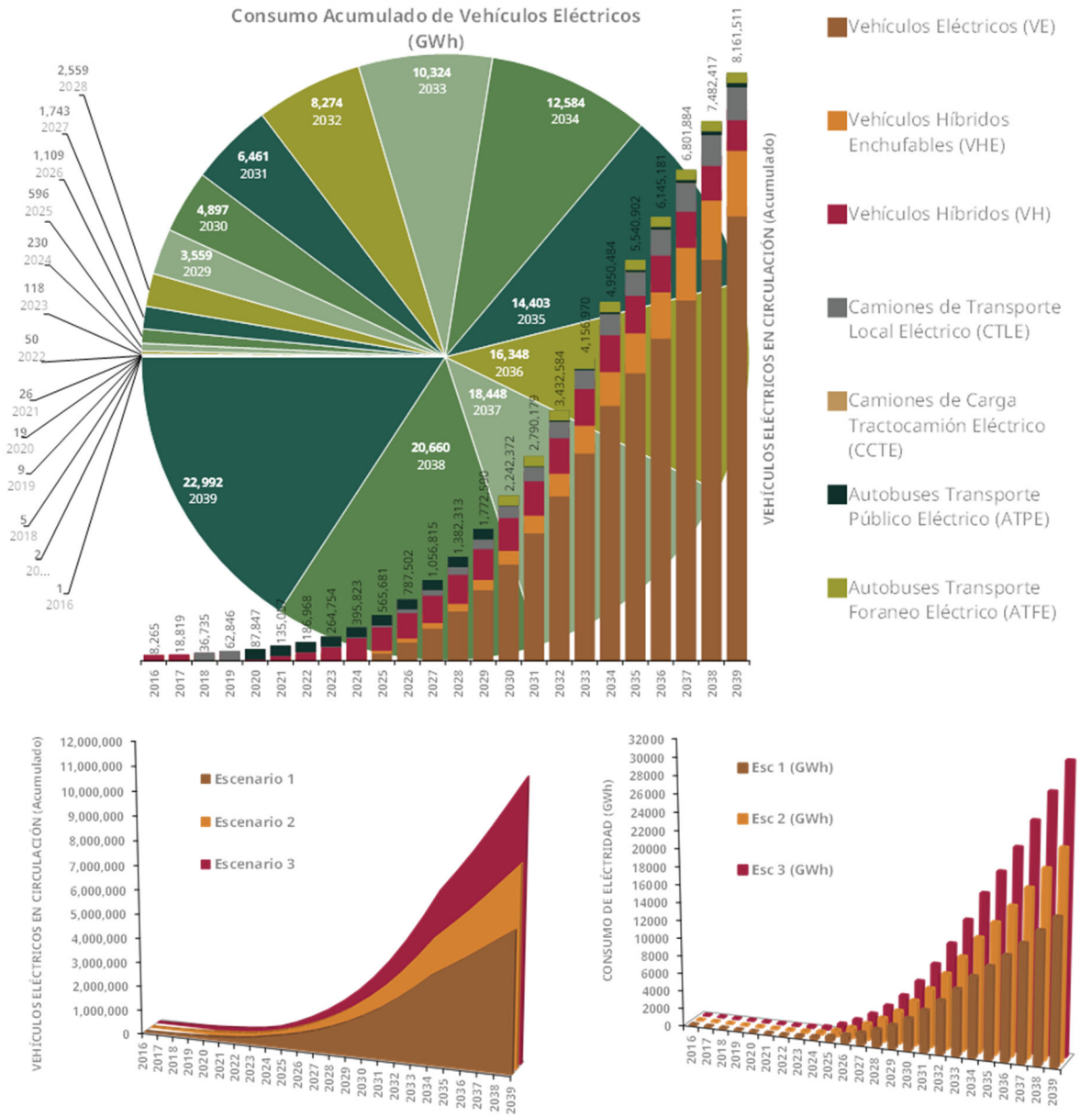
Para el 2039, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) alcanza la integración de alrededor de 8.2 millones de vehículos eléctricos[62], lo que significaría el 36.2% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2039. Se considera un escenario de menor impacto de electromovilidad (escenario 1), el cual contempla la incorporación de 5.7 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de electromovilidad (escenario 3) el cual asciende a 11.4 millones de vehículos eléctricos.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2039 en el escenario de planeación estaría desagregada de la siguiente manera: 77.1% eléctricos, 11.2% híbridos enchufables, 5.3% híbridos, 5.6%

[57] Con información de la Coordinación del PAESE-CFE.
[58] https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/Pages/electrolinieras.aspx
[59] https://latamobility.com/mexico-anuncian-instalacion-de-una-red-con-mil-puntos-de-carga/
[60]https://smovilidad.edomex.gob.mx/sites/smovilidad.edomex.gob.mx/files/files/pdf/Colibri/100%20COMPROMISOS%20PARA%20LA%20MOVILIDAD%20SOSTENIBLE%20PLAN%20COLIBRI%CC%81_TCARTA%20(2).pdf
[61] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/894288/2_Estado_de_Mexico.pdf
[62] Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.01% de camiones de carga pesada y 0.04% autobuses eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 5.6.1.

FIGURA 5.6.1. EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016 – 2039



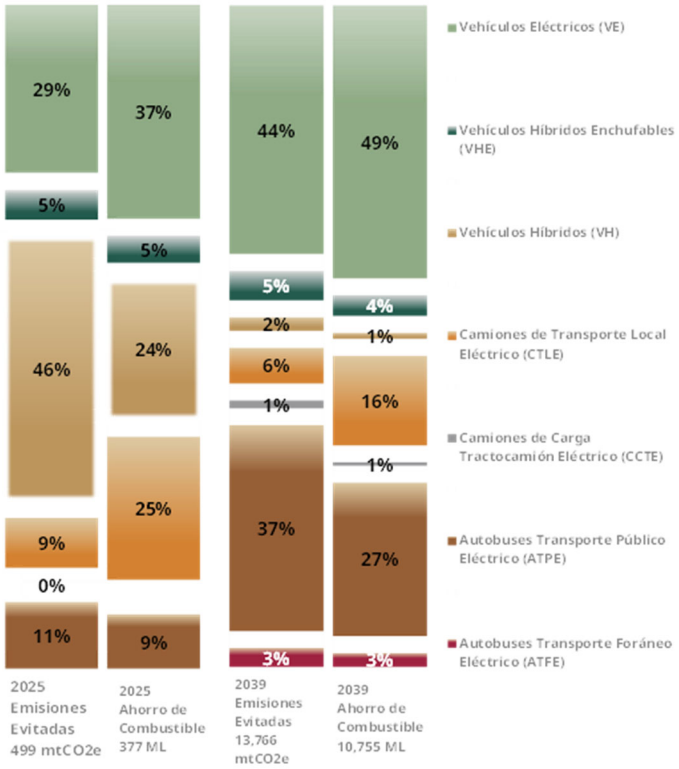
En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHEC, requieren 36.2% de la energía eléctrica que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2025 el consumo de electricidad sea de 596 GWh, la energía eléctrica requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 22,992 GWh lo que

representaría el 4.4% del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 3.1% y 6.1% respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2025-2039 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 499 $mtCO_2e$ (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalentes) a 13,766 $mtCO_2e$, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 377 millones de litros ahorrados pasen a 10,755 millones como se muestra en la Figura 5.6.2. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2039, las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 9,865 $mtCO_2e$ y 17,005 $mtCO_2e$ respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles, este se ubica en 7,667 y 14,680 millones de litros de combustible.

FIGURA 5.6.2. EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2025 Y 2039



5.7. Generación Distribuida 2025 – 2039

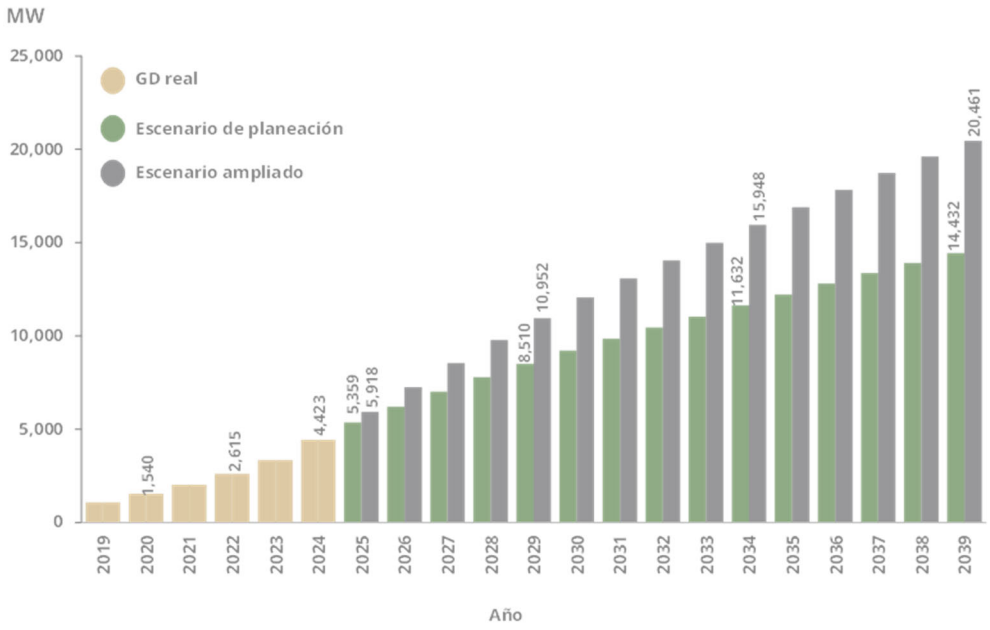
La participación de la GD seguirá su impulso debido a los beneficios[63] que aporta a los usuarios, como son: incremento en la confiabilidad, aumento en la calidad de la energía eléctrica, reducción en el número de interrupciones, uso eficiente de la energía eléctrica, menor costo, uso de energías renovables, facilidad de adaptación a las condiciones del sitio y disminución de emisiones contaminantes. Sin duda la tecnología solar FV trae consigo estos beneficios, y como se describió anteriormente es la tecnología que ha sobresalido en el

[63] https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios

mercado de la GD, por ello se presentarán a continuación, las proyecciones de GD-FV para los próximos 15 años, donde se muestra la evolución de la capacidad instalada (MW) y la generación de energía eléctrica (GWh) aportada a las RGD del SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo es previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a la GD.

En la Figura 5.7.1, se presenta el despliegue anual de la capacidad instalada acumulada de la GD-FV para los dos escenarios, se estima en el periodo 2025-2039 una TMCA de 8.2%, para el escenario de planeación, con una capacidad instalada en 2025 de 5,359 MW y en 2039 se alcanzará los 14,432 MW. Para el mismo periodo se prevé una TMCA de 10.8% en el escenario ampliado.

FIGURA 5.7.1. CAPACIDAD INSTALADA GD-FV (MW) 2025 — 2039



La distribución de la capacidad instalada de GD-FV acumulada, en el escenario de planeación 2025-2039, guarda las siguientes posiciones de participación como se puede apreciar en la Figura 5.7.2, en ella se observa que la GCR OCC es la que conserva la mayor aportación con 35.9% en 2025 y 31.8% en 2039, seguida por la GCR NES con casi la misma contribución en el inicio y al final del horizonte con 15.9% y 16.0% respectivamente, en cambio la GCR CEN gana una posición al ir de 10.5% en 2025 a 12.6% en 2039, mientras que la GCR ORI desciende un lugar al pasar de 8.9% en 2025 a 7.6% en 2039. En la Figura 5.29, también se expone que, en 2025 y 2039, los SIBC y SIBCS, tienen la menor contribución de generación distribuida FV.

En la Figura 5.7.3, se muestra la estimación de la generación de energía eléctrica (GWh) a incorporarse en el escenario de planeación y el escenario ampliado, junto con la evolución de la GD-FV actualmente instalada en el SEN, en el periodo 2025-2039. En el escenario de planeación se prevé un valor de 895 GWh a integrarse en 2025 y alcanzará 16,978 GWh en 2039, la aportación total, considerando la evolución de la energía real instalada actualmente conseguirá 24,481 GWh en 2039.

En un entorno con mayor dinamismo en 2039, se estarían sumando 10,169 GWh más, sobre el escenario de planeación, es decir, la producción de electricidad de GD-FV se ubicará con 27,148 GWh para el escenario ampliado, en ese mismo año, incluyendo la energía base real estimada, a la nueva capacidad del escenario

ampliado, se prevé que la generación total de electricidad será de 34,650 GWh, como se aprecia en la Figura 5.7.3.

FIGURA 5.7.2. PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV POR GCR Y SISTEMAS 2025 Y 2039, ESCENARIO DE PLANEACIÓN. (%)

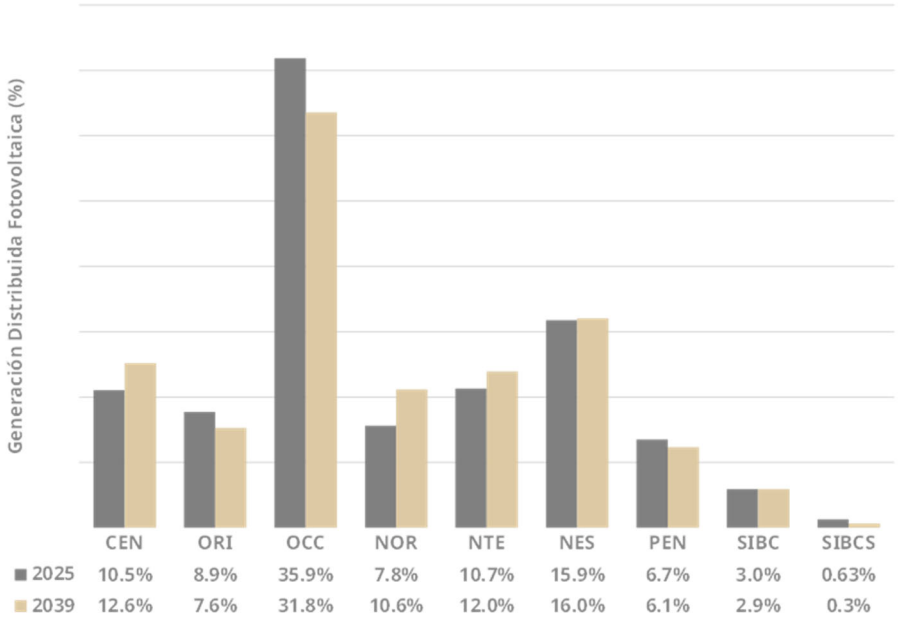
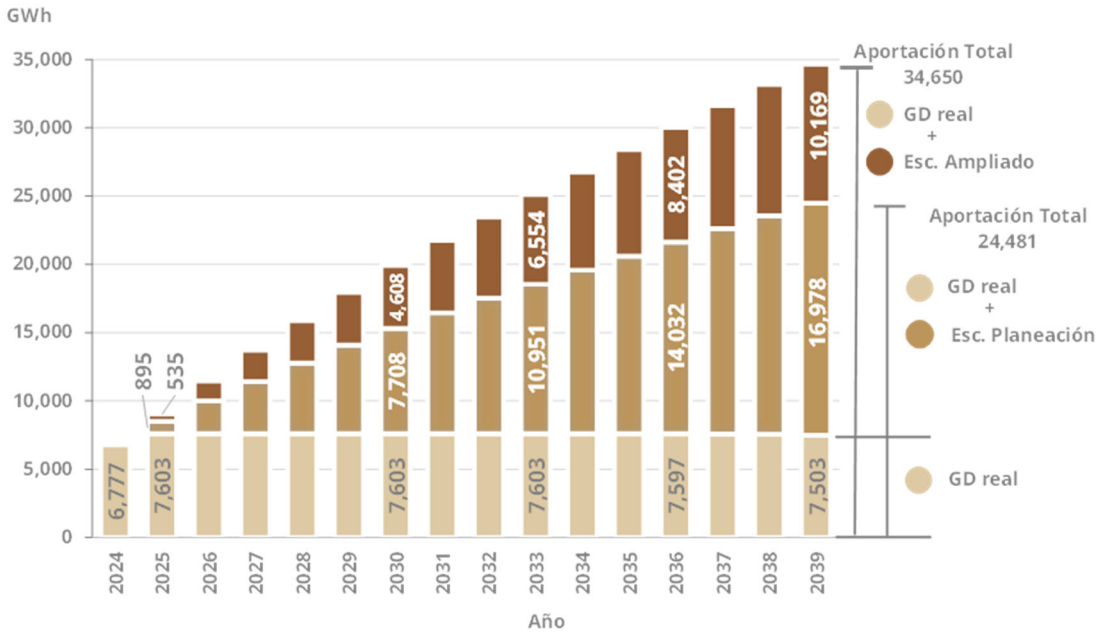


FIGURA 5.7.3. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA DE GD-FV EN EL SEN 2025 - 2039 ESCENARIO DE PLANEACIÓN Y AMPLIADO. (GWH)



5.8. Demanda Máxima Integrada Bruta 2025 – 2039

A continuación, en esta sección se mencionarán algunas propiedades de la curva de demanda máxima integrada, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 6 años y 15 años. En el análisis histórico se observó un patrón de comportamiento, donde la demanda máxima tiene ocurrencia entre las 16:00 y 17:00 horas en los meses de verano.

En la Figura 5.8.1, se centra en el análisis del escenario de planeación, particularmente en los años 2025 (primer año de pronóstico), 2030 (año de la planeación de mediano plazo y congruente con Plan México) y 2039 (último año del horizonte de estudio). En la parte superior de la Figura 5.8.1, se observa una de las características más relevantes de la curva de demanda máxima bruta integrada por unidad para la elaboración de los casos de estudio y es la que se refiere al comportamiento de la estacionalidad mensual, la cual para los tres años presenta la ocurrencia de la demanda máxima anual en el mes de junio.

Con base a lo mencionado en la Figura 5.8.1, en donde se hace referencia a la proyección de la capacidad instalada de la GD-FV y con los comportamientos típicos de los perfiles de GD-FV por cada GCR que integra el SIN, se realiza la estimación de la aportación de esta tecnología a la curva de demanda horaria a partir del año 1 de pronóstico, considerando solamente la capacidad instalada acumulada a incorporarse en el periodo de estudio de 2025 – 2039.

En la parte inferior, se muestran tres gráficos correspondientes al día del mes de junio en el que sucede la demanda máxima de cada año seleccionado, así como, la representación de la influencia de la generación distribuida en el comportamiento de la curva de demanda. En donde se considera la aportación máxima de GD-FV a la demanda horaria del SEN, por ejemplo: para 2025 se espera una aportación máxima de 289 MWh/h a las 13:00 h, mientras que para los años 2030 y 2039 se tiene considerada una participación de 2,659 y 5,954 MWh/h respectivamente a las 13:00 h.

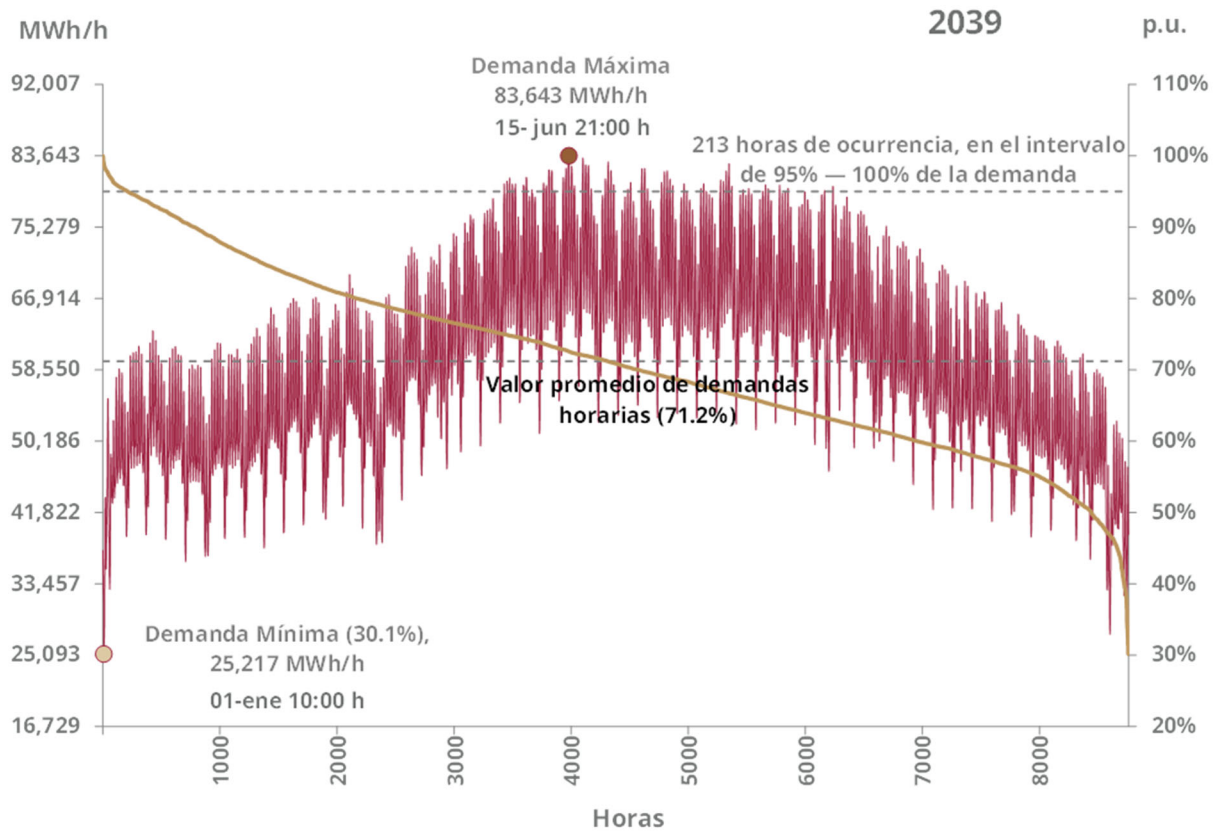
Agregando a lo anterior, en la Figura 5.8.1, se estima que en 2025 la demanda máxima integrada del SEN será de 58,478 MWh/h a las 17:00 h y con una aportación de GD-FV por 112 MWh/h, en 2030 se aprecia un cambio significativo en el comportamiento de la curva horaria de la demanda, provocado por el aumento de la penetración de GD-FV, ya que la aportación de la GD por 1,051 MWh/h a la demanda de las 17:00 h hará que la demanda máxima del SEN se registre en la tarde con 66,228 MWh/h, sin embargo la demanda de la noche a las 21:00 h es apenas 149 MWh/h menor a la tarde por un valor de 66,079 MWh/h. Finalmente para el 2039 se espera que la aportación de la GD a la demanda de la tarde sea de 2,351 MWh/h desplazando la hora de ocurrencia de la demanda máxima a las 21:00 h con un valor de 83,643 MWh/h.

FIGURA 5.8.1. COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA BRUTA EN EL DÍA DE OCURRENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN: 2025, 2030 Y 2039, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Las características de la curva de duración de carga en 2039 del SEN se estiman serán: una concentración de 213 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima integrada; la demanda mínima integrada se presentará al 30.1% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 71.2% —factor de carga—. La demanda presentará un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentarán las demandas más altas y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registrarán las demandas mínimas integradas del sistema, como se muestra en la Figura 5.8.2.

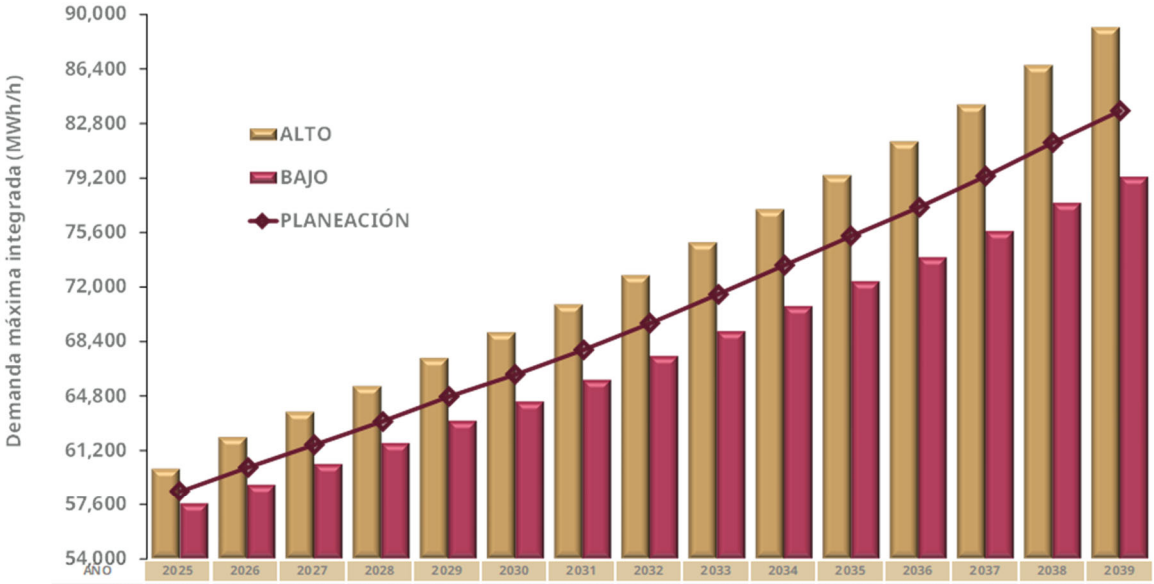
FIGURA 5.8.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SEN[1/] 2039



1/ suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBC, SIBCS y SIMUL.

En la Figura 5.8.3, se presenta la evolución para los próximos 15 años de la demanda máxima integrada bruta del SEN de los escenarios de planeación, alto y bajo. Se estima que el escenario de planeación tenga una TMCA del 2.8%, para el escenario alto de 3.2% y el escenario bajo 2.4%.

FIGURA 5.8.3. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN[2/] 2025 – 2039, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ALTO	59,992	62,089	63,756	65,464	67,319	69,009	70,859	72,793	74,957	77,146	79,396	81,624	84,054	86,671	89,185
PLANEACIÓN	58,478	60,071	61,579	63,113	64,762	66,228	67,847	69,615	71,511	73,436	75,368	77,260	79,324	81,543	83,643
BAJO	57,649	58,938	60,311	61,691	63,167	64,446	65,874	67,443	69,090	70,739	72,382	73,970	75,705	77,569	79,302

tasa media de crecimiento anual[1/] (%), 2024 - 2038		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
3.2	2.8	2.4

[1/] TMCA, año de referencia 2024.
[2/] suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBC, SIBCS y SIMUL.

5.8.1. Demanda Máxima Integrada Bruta Regional 2025 – 2039

El pronóstico de la demanda máxima integrada bruta por región es un reflejo del dinamismo esperado de las economías regionales, las políticas en materia energética y la presencia de fenómenos meteorológicos que afectan el comportamiento de la demanda, entre otros. Para el análisis de la demanda máxima bruta se presentan tres escenarios de estudio, en el Cuadro 5.8.1, se muestran las tasas medias de crecimiento anuales de la demanda máxima integrada bruta por Sistema, donde el SIN, en el escenario de planeación, crece al 2.7%, en el escenario alto aumenta 3.2% y en el bajo crece 2.3%. Para los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur, se incrementan a una tasa superior a la del SEN y SIN en los tres escenarios analizados, caso contrario el SIMUL tendrá crecimientos menores al SEN y SIN.

CUADRO 5.8.1. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA POR SISTEMA ELÉCTRICO, 2025 – 2039

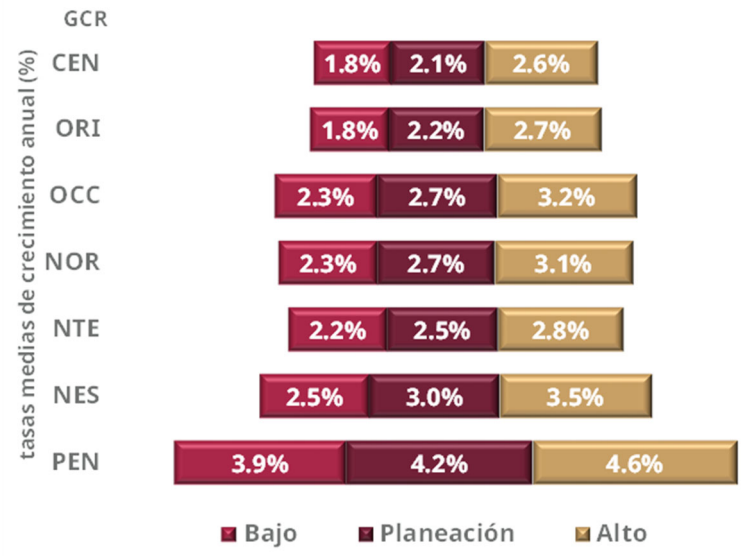
tasa media de crecimiento anual 2025 – 2039					
Escenario	SEN[2/]	SIN	SIBC	SIBCS	SIMUL
Alto	3.2	3.2	3.5	3.2	2.00
Planeación	2.8	2.7	3.2	3.1	1.91
Bajo	2.4	2.3	2.9	3.0	1.86

[1/] TMCA, año de referencia 2024.
[2/] suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBCN, SIBCS y SIMUL.

Las tasas medias de crecimiento anual de la demanda máxima integrada bruta entre el 2025 y 2039, para cada GCR se muestran en la Figura 5.8.4, de los escenarios bajo, planeación y alto. En el escenario alto, se espera que la GCR CEN y ORI aumenten hasta en 2.7%, mientras que, las GCR NTE, NOR, OCC y NES con incrementos de 2.8% hasta 3.5%. Para la GCR PEN se espera sea la región con mayor crecimiento con una TMCA de 4.6%.

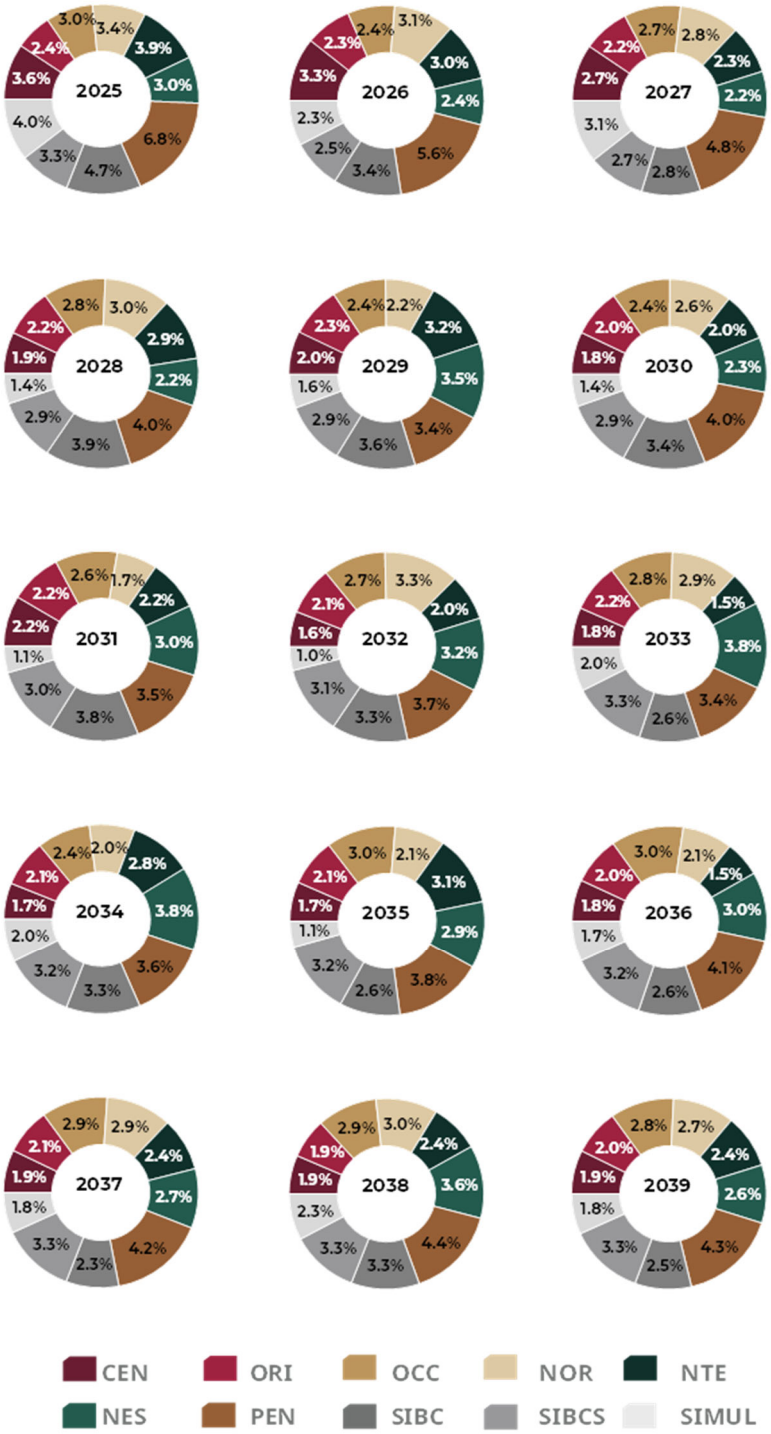
En el escenario de planeación y bajo, la GCR PEN sigue encabezando el mayor crecimiento estimado, con alzas de 4.2% para el primer escenario y 3.9% para el segundo. Las GCR CEN, ORI y NTE crecerán entre 2.1% y 2.5% en el escenario de planeación y para el bajo se prevé aumenten en una tasa alrededor del 1.8% a 2.2%. Las GCR NOR y OCC con TMCA de 2.7% en el escenario de planeación, y para el bajo la TMCA se estima en 2.3%.

FIGURA 5.8.4. PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA POR GCR 2025 – 2039, TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%), ESCENARIOS



El escenario de planeación es considerado el principal para la realización de los estudios eléctricos y evaluación de proyectos de expansión y modernización del SEN. En la Figura 5.8.5, se presentan las tasas de crecimiento anuales de la demanda máxima integrada bruta por GCR y Sistemas. Se puede observar que los crecimientos anuales son diferenciados cada año, siendo la GCR PEN la que más crecimiento alcanzará en el periodo 2025 — 2039, seguida de las GCR OCC y NES.

FIGURA 5.8.5. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA, 2025– 2039, TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%), ESCENARIOS DE PLANEACIÓN

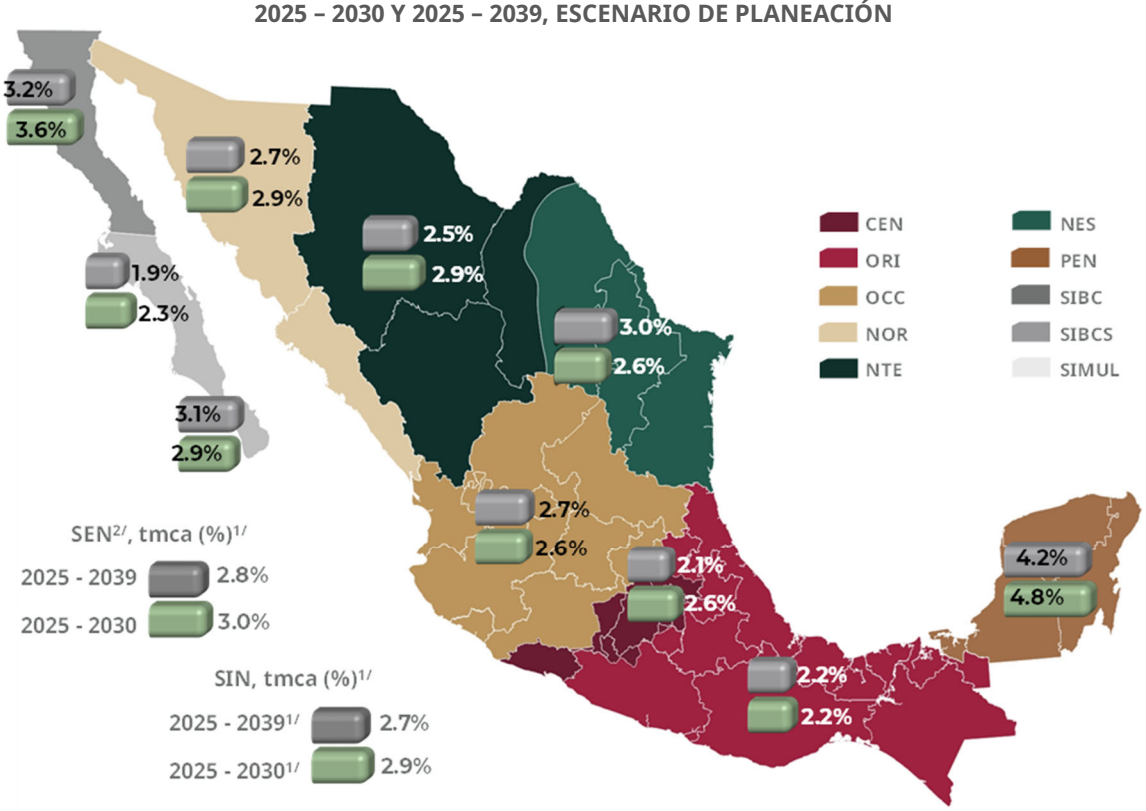


NOTA: Las cantidades en porcentaje pueden no sumar el 100%, debido a redondeos de cada GCR y Sistema.

En el escenario de Planeación a mediano plazo se estiman crecimientos en la demanda máxima de las Gerencias y Sistemas, impulsados entre otros factores, por los proyectos en materia económica, así como el buen desempeño de algunos sectores de la economía. En este sentido, las GCR PEN y ORI estaría creciendo a una TMCA de 4.8% y 2.6%, respectivamente, durante el periodo 2025 — 2030.

Para las actividades industriales de manufactura, se espera un crecimiento considerable en los estados que abarca las Gerencias NTE, NES y OCC, las cuales tienen una expectativa de crecimiento medio del orden de 2.9%, 2.6% y 2.6%, respectivamente. Esto derivado de la construcción privada de bodegas y naves industriales, relacionadas con el proceso de relocalización y en algunas entidades por las nuevas inversiones de la industria automotriz. Asimismo, el efecto de la relocalización de empresas considera como destinos de inversión a los estados de la GCR NOR y el Sistema Interconectado Baja California, contribuyendo al incremento medio de sus demandas de energía eléctrica de 2.9% y 3.6%, en ese orden. Para los estados de la GCR CEN se observa un incremento de las naves industriales relacionadas con el sector logístico, derivando en un crecimiento medio de 2.6%. Ver Figura 5.8.6.

FIGURA 5.8.6. PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA, 2025 – 2030 Y 2025 – 2039, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



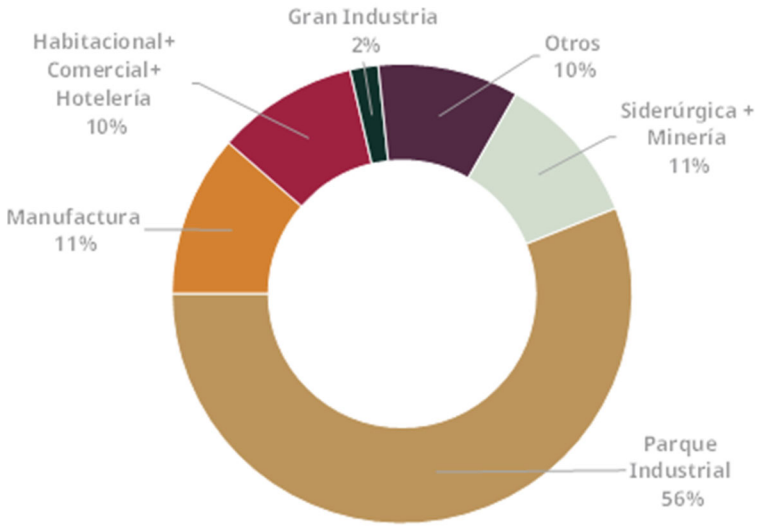
[1/] TMCA, año de referencia 2024.
[2/] Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBCN, SIBCS y SIMUL.

5.9. Capacidad de centros de carga en etapa de Estudios de Conexión 2025 – 2027

Considerando la información generada en la Planeación del SEN, el CENACE atiende las solicitudes de estudios de conexión de Centros de Carga en sus diferentes modalidades conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de CE y Conexión de Centros de Carga. A diciembre de 2024, la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 5,000 MW. El 72% de la capacidad de carga en estudio corresponde a solicitudes nuevas y el 28% restante corresponde a Centros de Carga existentes que han solicitado incrementar su capacidad.

La Figura 5.9.1, muestra la segmentación por proceso la capacidad de carga contratada en etapa de estudios de conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: parque industrial con el 56%, manufactura y la integración del proceso siderúrgica con minería con el 11% respectivamente.

FIGURA 5.9.1. SEGMENTACIÓN POR TIPO DE PROCESO DE CENTROS DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO DE CONEXIÓN 2025 – 2027



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2025.

El 43% de la demanda solicitada en estudio equivale a Centros de Carga catalogados como parque industrial, en la Figura 5.9.2, se muestra la distribución geográfica de la capacidad de carga en estudio relacionada con parques industriales.

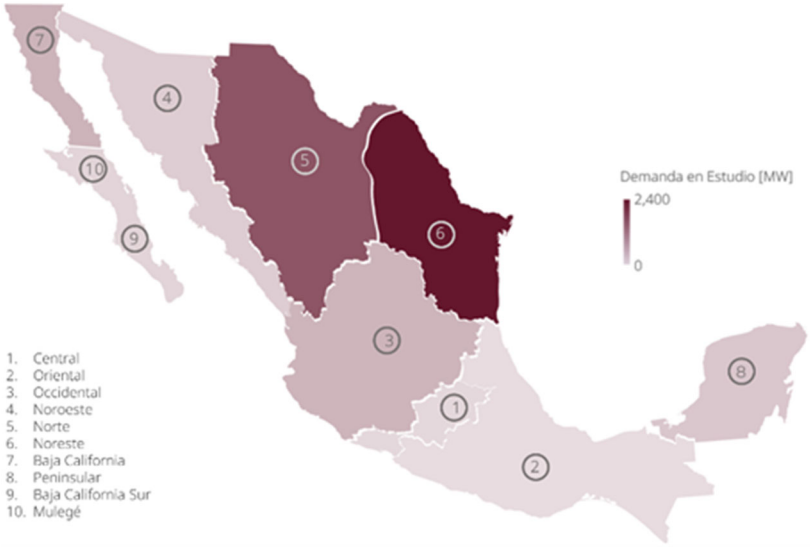
FIGURA 5.9.2. CAPACIDAD DE CARGA DE PARQUES INDUSTRIALES EN ETAPA DE ESTUDIO POR ESTADO



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2025.

En la 5.9.3, se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga de las solicitudes son NES, NTE y SIBC con aproximadamente 49%, 24% y 8%, respectivamente.

FIGURA 5.9.3. CAPACIDAD DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO POR GCR



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2025.

En la Figura 5.9.4, se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada Entidad Federativa, como se puede observar las solicitudes de estudios de conexión se concentran en los estados del norte del país.

FIGURA 5.9.4. CAPACIDAD DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2025.

6

Características de los escenarios de estudio

6. Características de los escenarios de estudios

Cuando se presenta la demanda máxima, el SEN en sus diferentes regiones está sometido normalmente a las mayores transferencias de potencia en los elementos de transmisión y transformación, mayores requerimientos de compensación, de potencia reactiva, capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la confiabilidad y seguridad.

En la planeación robusta del sistema eléctrico de corto, mediano y largo plazo, es necesario la construcción de escenarios donde se evalúe el comportamiento para determinar y prever, si la operación del sistema eléctrico no presenta: variaciones de tensión fuera de los límites establecidos, sobrecargas en líneas de transmisión, bancos de transformación, congestiones en las compuertas de flujo e interrupciones del suministro eléctrico o cortes de carga, con la excepción de cargas radiales.

En este capítulo se presenta el comportamiento de los escenarios de demanda de energía eléctrica en el verano e invierno del SIN y de las regiones del norte del país, con el objetivo de identificar los escenarios de mayor saturación y congestión del SEN y por consiguiente ser referencias para su estimación hacia el periodo de planeación y para el desarrollo de los diferentes estudios eléctricos de la expansión de la red y modernización del SEN.

6.1. Demanda máxima de verano 2024

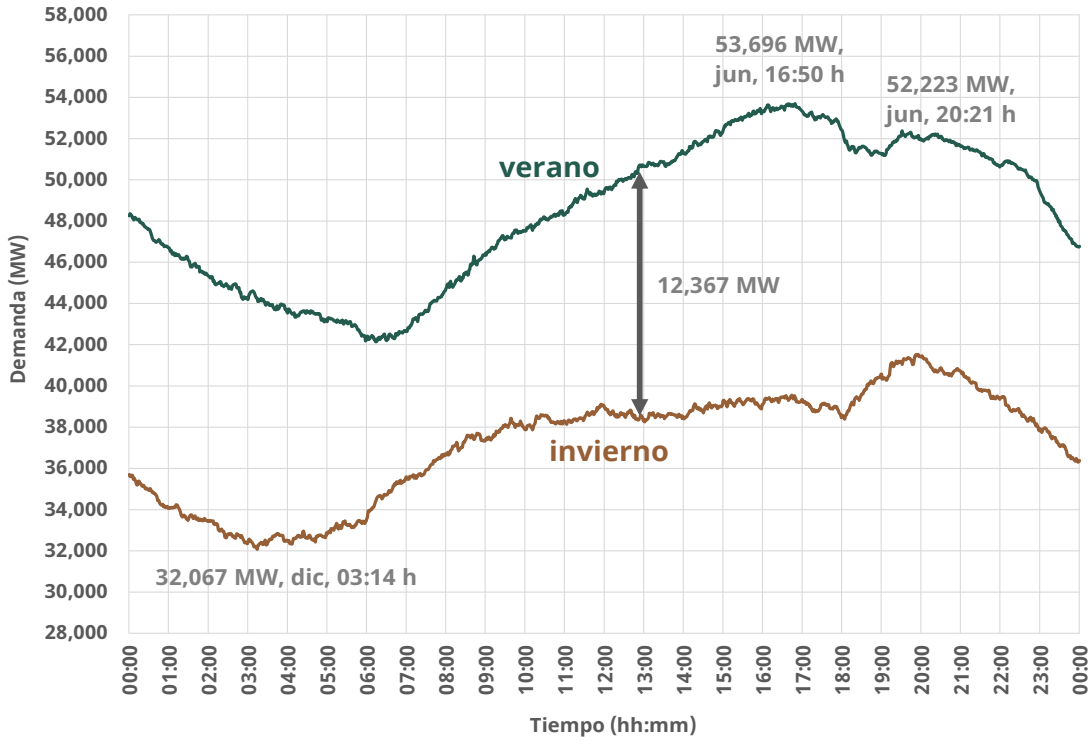
Los escenarios futuros propuestos deben mostrar a través de estudios, que la RNT y las RGD que correspondan al MEM, se planean para que las condiciones de las categorías que apliquen al Código de Red (CdR), los Sistemas Interconectados y GCR del SEN podrán ser operados para suministrar la energía eléctrica con eficiencia, calidad, continuidad, confiabilidad, sustentabilidad y seguridad.

Así cuando los estudios que se realicen con los escenarios propuestos, se identifiquen necesidades de requerimientos de una infraestructura de ampliación y modernización en la RNT y las RGD que correspondan al MEM, se deberán proponer las soluciones técnicas que garanticen el suministro de energía eléctrica con calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad.

En las GCR NOR, NTE, NES, SIBC, SIBCS y SIMUL, durante el periodo mayo – septiembre, se presentan las demandas máximas anuales de consumo de energía eléctrica de acuerdo con el comportamiento estadístico. Para el SIN, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre mayo – agosto de cada año alrededor de las 16:00-17:00 h, en cada huso horario regional. Para los sistemas interconectados de la península de Baja California la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – septiembre de cada año alrededor de las 16:00-18:00 h.

La demanda máxima coincidente del SIN se presentó en julio 2024 con un pico de energía en horario vespertino por 53,696 MW, ligeramente 6 MW menor a los 53,702 MW del 2023. El pico nocturno fue de 52,223 MW como se indica en la Figura 6.1.1. En ella se observa el comportamiento de la demanda por minuto durante las 24 hrs de un día de verano e invierno. La desviación entre las 12:00 hrs y 13:00 hrs que es el periodo de máxima aportación de la Generación Distribuida FV de la demanda de verano, respecto a la demanda de invierno se incrementa por 12,367 MW.

FIGURA 6.1.1. PERFIL DE DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024



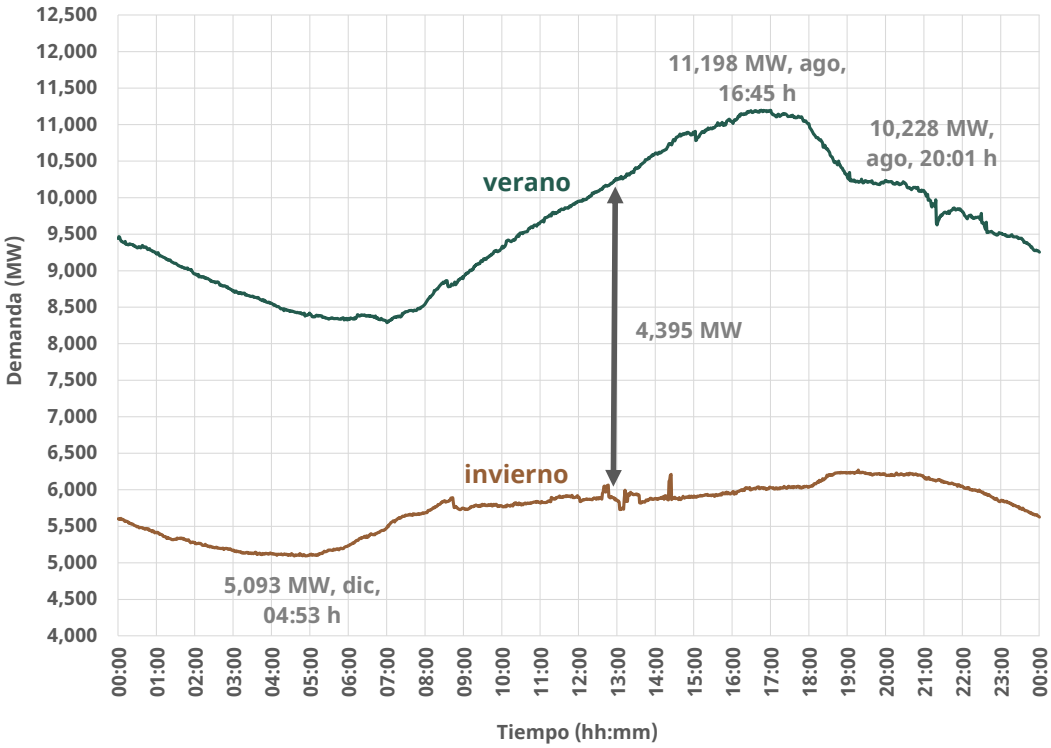
6.1.1. Demanda máxima nocturna de verano del Noroeste y Norte en 2024

La demanda máxima coincidente de estas GCR se presentó en agosto 2024 con un pico nocturno de 10,228 MW y una diferencia de 970 MW por abajo del pico vespertino como se indica en la Figura 6.1.2. En el verano el máximo vespertino se alcanzó con una magnitud de 11,198 MW a las 16:45 hrs, dicha demanda fue menor a 197 MW, respecto a la máxima del 2023 que fue de 11,395 MW.

Considerando la integración gradual de generación de CE con energía limpia a través de la fuente primaria solar en estas GCR; donde se alcanzó la máxima aportación de dichas CE al medio día, para después iniciar su decremento hasta cero MW al ocultarse el sol.

Al tener cero generación solar en la demanda máxima nocturna, se desprende la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica en estas dos regiones, para visualizar y solucionar los riesgos en la confiabilidad y seguridad de despacho de energía eléctrica, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos vespertino nocturno, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las CE locales y factibilidades de saturación en la red nacional de transmisión.

FIGURA 6.1.2. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE +NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024

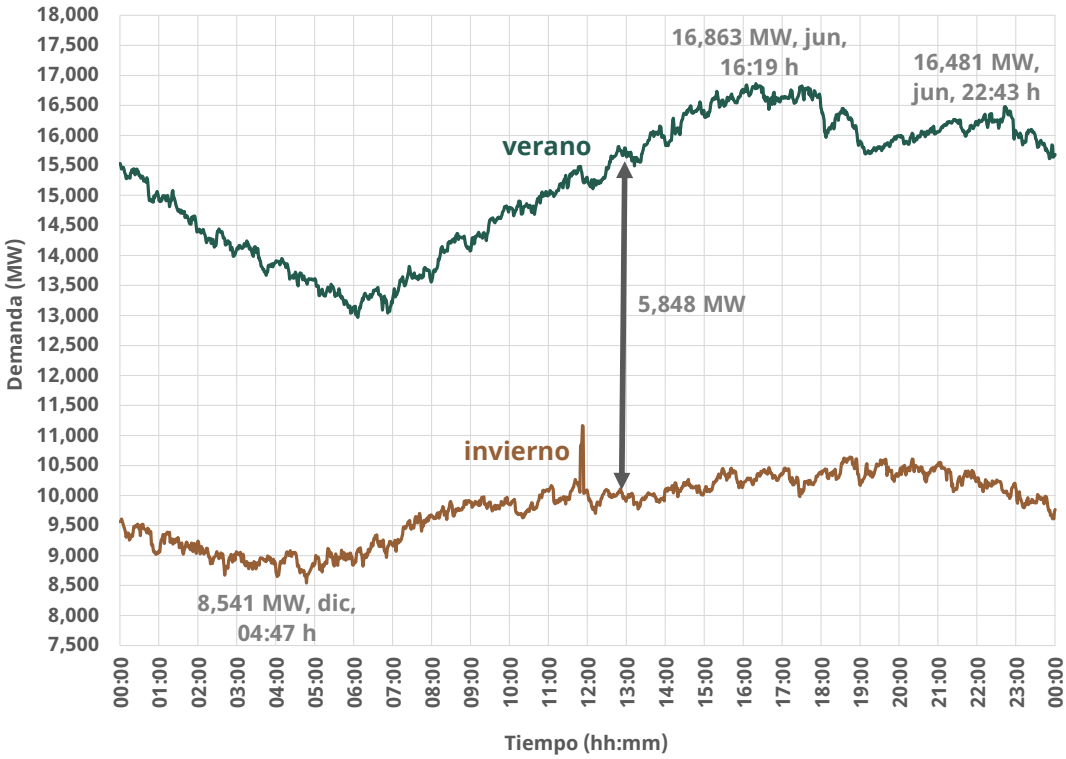


6.1.2. Demanda máxima nocturna de verano del Norte y Noreste (NOYNE) 2024

El comportamiento de la demanda durante las 24 hrs de un día de verano e invierno de la demanda máxima coincidente del NOYNE se muestra en la Figura 6.1.3. Se distingue en verano que, la magnitud del pico nocturno está muy cercana al pico vespertino.

En el verano el pico vespertino se registró a las 16:19 hrs con una magnitud de la demanda de 16,863 MW, superior en 2.3 % al pico nocturno. Otro punto característico, es la diferencia de las 12:00 hrs - 13:00 hrs, entre la demanda de la curva de verano y la curva de invierno que en este caso es de 5,848 MW. El rizado que se observa en ambas curvas verano e invierno, se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico en la GCR NES.

FIGURA 6.1.3. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NORTE + NORESTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024



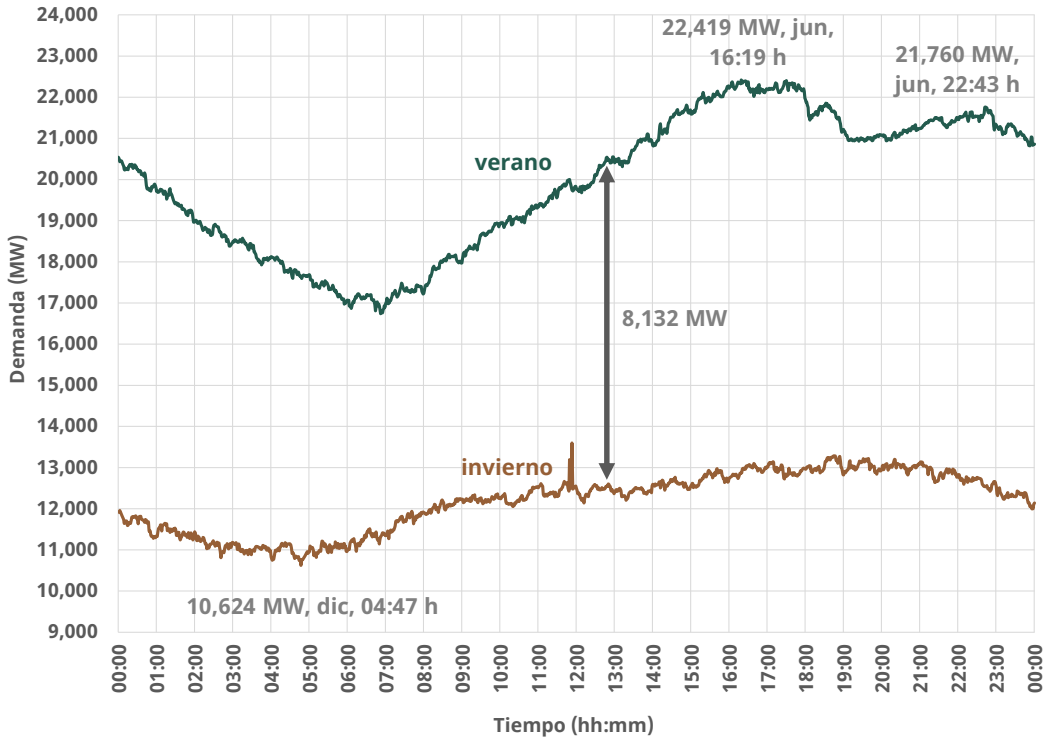
6.1.3. Demanda máxima nocturna de verano del Noroeste, Norte y Noreste (ANTE) 2024

En el mismo periodo de los puntos antes descritos de las GCR Noroeste, Norte y Noreste, la demanda coincidente del ANTE, en la Figura 6.1.4. muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 hrs de un día de verano e invierno. La demanda máxima coincidente de estas tres GCR presenta un pico vespertino y un pico nocturno.

Durante el pico nocturno al estar fuera de operación la generación solar de las GCR NOR y NTE principalmente, se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia por las Compuertas de Flujo con efectos de congestionamiento en la Red Nacional de Transmisión, en la carga de los transformadores y en la regulación de tensión.

La magnitud de la demanda máxima coincidente de estas tres GCR en el pico por la tarde, a las 16:19 h, es de 22,419 MW, superior al pico nocturno, que alcanzó 21,760 MW a las 22:43 h. El rizado que presenta la curva horaria, como se detalló en el punto anterior, se debe al comportamiento intermitente del tipo de carga en la GCR NES, como se observa en la Figura 6.4.

FIGURA 6.1.4. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL ANTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024



6.1.4. Demanda máxima de verano en los SIBC, SIBCS y SIMUL 2024

Las curvas características de la operación de los Sistemas Interconectados Baja California, Baja California Sur y Mulegé, descritos a continuación se muestra en las Figuras 6.1.5., 6.1.6. y 6.1.7. dónde la demanda máxima instantánea de verano se ha presentado estadísticamente en los meses de julio a septiembre entre las 14:00 hrs y 17:00 hrs.

En la Figura 6.1.5. se observa que en 2024 la demanda máxima de verano del SIBC fue en septiembre, con una magnitud de 3,638 MW, a las 16:08 hrs.

El comportamiento de la demanda de verano del SIBCS, ocurrió en septiembre a las 15:45 hrs, con un valor de 689 MW, como se presenta en la Figura 6.1.6.

Para el SIMUL, como se puede ver en la Figura 6.1.7. la demanda máxima de verano fue de 36.25 MW en septiembre de 2024 a las 14:36 hrs, como ha ocurrido estadísticamente.

FIGURA 6.1.5. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIBC EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024

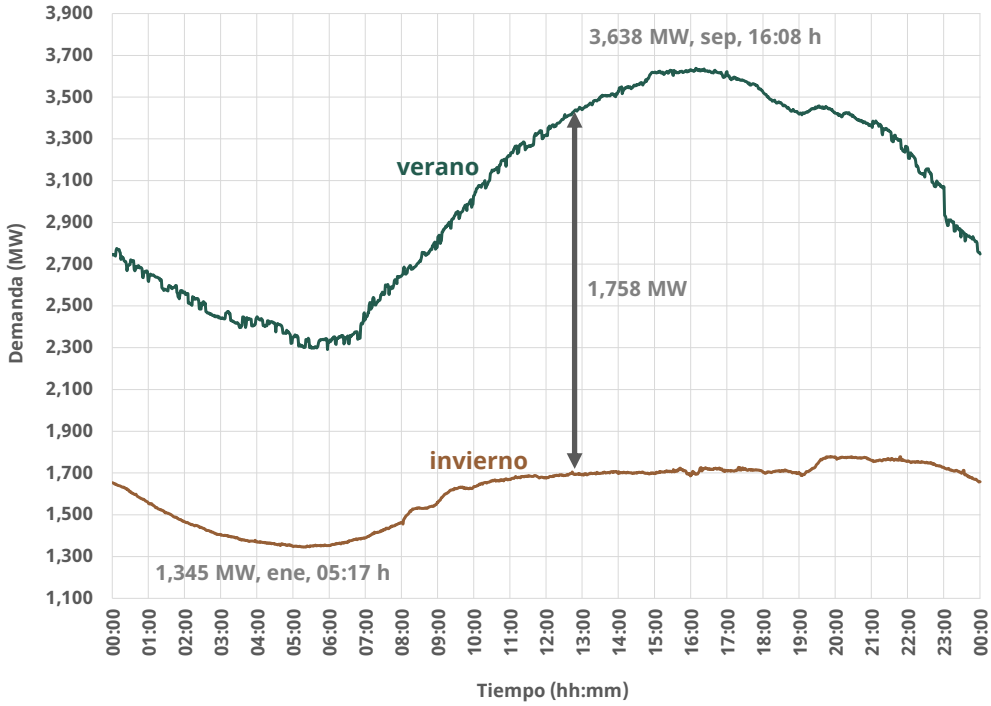


FIGURA 6.1.6. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIBCS EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024

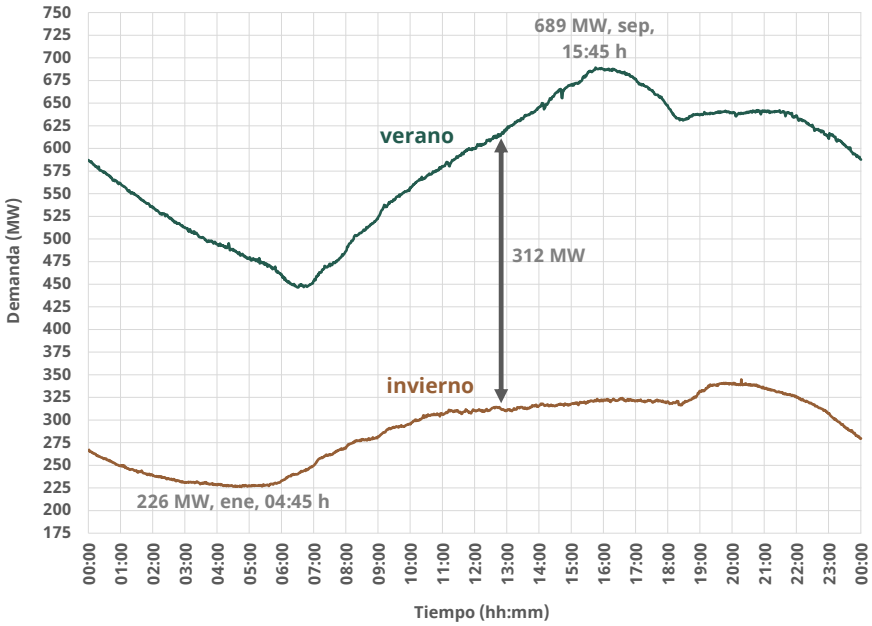
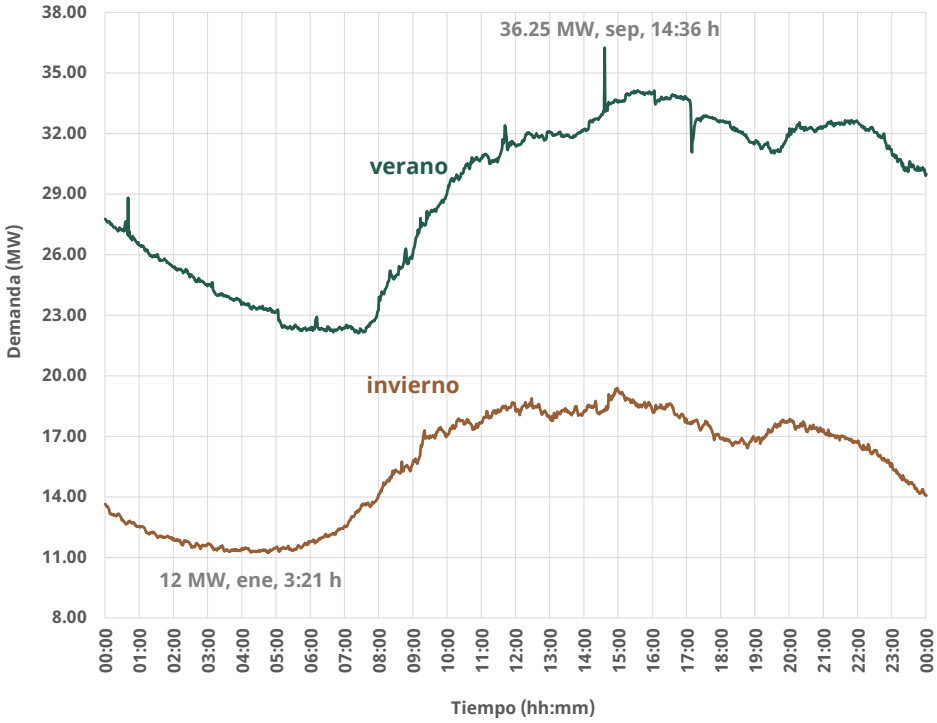


FIGURA 6.1.7. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIMUL EN EL VERANO E INVIERNO DE 2024



6.2. Demanda máxima de invierno 2024

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurría la demanda máxima anual de la GCR CEN y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas, sin embargo, desde el año 2018 la demanda máxima anual se recorrió para el mes de marzo a mayo debido a la incorporación de la zona Lázaro Cárdenas. Aunado a lo anterior en 2022-2024 debido a la ola de calor; la demanda máxima del CEN se presentó en mayo, representando el 15.4% de la demanda máxima integrada del SIN. En los valores históricos esta zona presenta un déficit en su balance carga–generación, el cual prevalecerá para el escenario de planeación.

Redes Eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación presentan características especiales de estabilidad de tensión. Para este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de tensión en la zona Metropolitana de la Ciudad de México e identificación de necesidades de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación.

La Figura 6.1.1. muestra el perfil minutal del día en que se registra la demanda máxima de invierno del SIN de 2024; se observa que en la época invernal la demanda máxima instantánea ocurrió a las 19:55 hrs.

6.3. Demanda mínima de invierno 2024

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2024 se presentó alrededor de las 03:14 hrs. En la Figura 6.1.1 se pueden notar los valores mínimos de la demanda, aproximadamente de 32,067 MW, que representan el 59.7 % de la demanda máxima de verano. Por la desconexión de la generación HI durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (combustóleo, carbón y gas natural), la Red Eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alta tensión; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia activa con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva, inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión.

6.4. Demanda media de invierno 2024

En 2024 el Sistema Interconectado Nacional presentó una reducción en la demanda de 12,367 MW entre la demanda de verano y de invierno en el horario de las 12:00 hrs – 13:00 hrs, ver Figura 6.1. Para las tres GCR del norte dicha reducción, fue de 8,132 MW como se expone en la Figura 6.1.4.

En esta época del año las demandas presentan reducciones significativas respecto al verano; la combinación de bajas demandas con alta aportación de generación solar durante el medio día y excedentes de generación convencional, podrían derivar en saturación de enlaces del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos de transmisión y transformación en la red eléctrica.

Las mismas reducciones de la demanda se pueden observar en los SIBC y SIBCS, pero con magnitudes de 1,758 MW y 312 MW, como se ilustra en las Figuras 6.1.5. y 6.1.6.

7

Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso en la construcción de los proyectos instruidos por SENER a la Transportista

7. Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso en la construcción de los proyectos instruidos por SENER a la Transportista

7.1. Priorización de Proyectos Instruidos por SENER a la Transportista

Como se establece en la LSE, la SENER tiene la facultad de instruir a la Transportista a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la LIE, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAMRNT las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de transmisión, transformación y compensación del SEN para el suministro de energía eléctrica en el corto y mediano plazo.

Como parte de proceso de planeación anual, el CENACE ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la validación de la fecha de entrada en operación necesaria. Considerando que durante los ciclos de planeación a cargo de CENACE (desde el PAMRNT 2015) se ha generado un gran número de proyectos de infraestructura eléctrica requerida para el cumplimiento de la normativa.

Cada proyecto propuesto por CENACE en el proceso de Planeación de la RNT y RGD se le asigna un registro denominado Proyecto Elemental Mínimo (PEM) como clave de identificación, asimismo el PEM se define como el conjunto de obras electromecánicas que en conjunto permiten resolver una problemática o cumplen una función en el Sistema Eléctrico Nacional, en caso de no tener todas las obras del PEM, no se cumple con la conectividad eléctrica para su operación, y no se cumplirá con su función.

De 2015 a 2024, la SENER ha instruido a la Transportista la ejecución de 272 proyectos que consisten en tres grupos principales: Ampliación de la RNT, Modernización de la RNT y obras de RNT que interconectan bancos de la RGD del MEM.

Para el último grupo que corresponde a obras de la RNT que interconectan bancos de la RGD del MEM, solo en los ejercicios de planeación 2018 y 2019 fueron segregadas estas obras de para su instrucción, donde se generaron oficios de instrucción para la Transportista con parte de las obras de la RNT y para la Distribuidora con parte de las obras de la RGD del MEM. En total fueron 41 hacia la Transportista y posteriormente cancelados 6 para un total de 35 activos. En el caso de los instruidos a la Distribuidora son reportados en la sección 8.5.

Del universo de 272 proyectos, se tienen 231 de los primeros dos grupos que son solo de la RNT y son listadas en esta sección con su priorización y estatus reportado en Informe pormenorizado de la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025, también se reportan en las secciones 8.3 y 9.1. Sin embargo, en los ciclos de planeación 2016, 2017 y 2018 se repitió la instrucción de 7 proyectos y en 2016 se incluyó un proyecto Legado autorizado previo a la LIE, resultando un total de proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT de 223 proyectos.

En el Cuadro 7.1.1 se presentan los proyectos instruidos de Ampliación y Modernización de la RNT que se reportan en operación (30). En Cuadro 7.1.2 se muestran aquellos que están en el proceso de Ejecución o Construcción (21). En el Cuadro 7.1.3 los que están en el proceso de Concurso (2). En el Cuadro 7.1.4 aquellos que serán concursados (12).

Continuando con el universo de proyectos instruidos de Ampliación y Modernización de la RNT se tienen aquellos los cuales se están ajustando en su alcance y reevaluación económica (56) para continuar con las etapas de Concurso o licitación, de los cuales CENACE ha realizado la actualización de las Fichas de Información de Proyecto para su elaboración de casos de negocio por parte de la Transportista y posterior autorización de asignación de presupuesto para su construcción, este grupo se ha denominado en Proceso de Decisión y se listan en Cuadro 7.1.5.

Los siguientes proyectos son aquellos en los cuales aún no están en proceso constructivo por parte de la Transportista y los categoriza como en Análisis y en Revisión con un total de 94 proyectos, para este grupo CENACE realiza su priorización siguiendo criterios establecidos de acuerdo con la jerarquía que se menciona a continuación:

Proyectos que resuelven problemática de saturación en Red Eléctrica completa:

- Saturación existente.
- Saturación próxima del elemento (η a η+3) de acuerdo con el pronóstico de la demanda.
- Por demanda no suministrada o negación de servicios.

Proyectos que resuelven problemática de saturación de enlaces críticos:

- Red Eléctrica completa.
- Contingencia sencilla.
- Apertura de Red Eléctrica que disminuye drásticamente la Confiabilidad del SEN, realizada para evitar sobrecargas en diferentes condiciones operativas o sobrevoltajes ante bajas transferencias de potencia o bajas demandas, que comprometan el suministro de energía eléctrica.

Proyectos que comprometen la seguridad física y/o de equipo eléctrico.

Proyectos que resuelven problemáticas de saturación local ante contingencia sencilla:

- Por monto de demanda no suministrada.
- Por recurrencia de la contingencia.
- Por tipo de carga afectada.

Proyectos que resuelven problemática local de tensión:

- Red Eléctrica completa.
- En contingencia sencilla.

Proyectos de modernización que incrementan la Confiabilidad del SEN.

Proyectos con Fecha de Entrada en Operación Necesaria más lejana que los anteriores:

- Dependan de la construcción de otro proyecto instruido.
- Dependan de condiciones de generación o demanda que puedan cambiar en el mediano y largo plazos.
- No presenten beneficios por energía no suministrada.

También para la priorización de proyectos, se toma en cuenta la conveniencia desde punto de vista constructivo de agrupar los instruidos, como por ejemplo los de compensación reactiva capacitiva, a fin realizar su proceso de licitación de una forma más eficiente, la Transportista informa a CENACE sobre esta consideración.

El resultado de la priorización realizada se muestra en el Cuadro 7.1.6 en donde resultan 92 proyectos que se requieren y su relevancia de acuerdo con su priorización. En la revisión que realiza CENACE se han definido dos proyectos como Pausados mostrados en el Cuadro 7.1.7 que corresponden a aquellos que dependen en su justificación de factores externos y podrían ser requeridos en el largo plazo, por lo cual no se requiere su cancelación y se determinará en siguientes ciclos de planeación. En reporte pormenorizado de la Transportista se reportan en Análisis y Revisión, pero se clasifican como Pausados por CENACE desde ciclos de planeación previos por lo indicado previamente.

Sin embargo, se tiene proyectos que requieren de su cancelación debido a que no se ha observado su requerimiento en el largo plazo, en su momento fueron propuestos por condiciones de probables acuerdos internacionales que no se llevaron a cabo, así como aquellos que ya son reemplazados por otro proyecto instruido y resuelve de mejor manera la problemática, son un total de 4 proyectos que requieren de su cancelación de forma oficial por parte de la SENER y se muestran en Cuadro 7.1.8. Finalmente se tienen 4 proyectos de los instruidos que han sido cancelados de forma oficial y se listan en Cuadro 7.1.9.

La Transportista ha determinado para algunos proyectos que su proceso sea por fases o etapas, lo que permite simplificar su contratación y seguimiento principalmente para los proyectos que incluyen alcances en metas físicas e inversiones de gran magnitud. En esta condición se tienen proyectos como el I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País que tiene su etapa 1 en proceso de Concurso y su etapa 2 y 3 en Ejecución o Construcción. Es importante que las fases se sincronicen en su Fecha de Entrada en Operación ya que no podrán atender la problemática para la cual fueron definidos sin que se complete el proyecto completo, inclusive no podrían ser energizados en muchos casos.

Dada la relevancia de aquellos proyectos instruidos para la Interconexión de los Proyectos de Generación para el Fortalecimiento de la Política Energética Nacional, y que están incluidos dentro de los cuadros mencionados previamente, se listan en Cuadro 7.1.10.

También dentro de los incluidos en Cuadros previos se incluye el Cuadro 7.1.11 de proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT instruidos por la SENER que incluyen elementos y equipos de red eléctrica inteligente.

En los Cuadros referidos, se incluye la Fecha Factible de Término que corresponde al reportado por la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025 como establece el artículo 8 del Reglamento de la LIE (recién abrogado), en su “Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT”. Ahora el Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico indica en su artículo 11 que la Transportista y Distribuidora están obligadas a entregar a la Secretaría, a la CNE y a CENACE un informe trimestral pormenorizado sobre el estado y los avances en los proyectos instruidos de ampliación y modernización de la RNT RGD, que incluya los factores que pueden ocasionar retrasos en la licitación, su desarrollo o fecha de entrada en operación.

Por otro lado, los modelos de planeación del CENACE consideran la fecha de entrada en operación factible estimada por la Transportista del Informe mencionado.

CUADRO 7.1.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN OPERACIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En Operación	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30/dic/2019	2017
En Operación	Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13/feb/2020	2017
En Operación	Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09/feb/2021	2018
En Operación	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09/jun/2021	2018
En Operación	El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17/dic/2021	2017
En Operación	Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22/dic/2021	2018
En Operación	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	25/jun/2022	2018
En Operación	Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	20/dic/2022	2018
En Operación	Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	24/mar/2023	2017
En Operación	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	24/abr/2023	2018
En Operación	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	21/oct/2023	2018
En Operación	SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de refuerzo asociadas a la C. C. C. Baja California Sur”)	CFE20-PCC	oct-23	17/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	19/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	20/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	25/feb/2024	2018
En Operación	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	19/abr/2024	2018
En Operación	Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	10/may/2024	2017
En Operación	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	29/jul/2024	2019
En Operación	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	13/jul/2024	2019
En Operación	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	11/ago/2024	2019
En Operación	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	21/sep/2024	2018
En Operación	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	02/dic/2024	2019
En Operación	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	08/dic/2024	2018
En Operación	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	15/dic/2024	2018
En Operación	Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	19/dic/2024	2016 y 2017
En Operación	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	20/dic/2024	2019
En Operación	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	12/ene/2025	2015
En Operación	Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	26/feb/2025	2021 (febrero)
En Operación	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	05/mar/2025	2021 (febrero)
En Operación	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	04/mar/2025	2016 y 2017

CUADRO 7.1.2. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE EJECUCIÓN O CONSTRUCCIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
Ejecución o Construcción	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	abr-25	2019
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-25	2017
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	sep-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	abr-25	2017
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	jul-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	may-25	2019
Ejecución o Construcción	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	may-25	2019
Ejecución o Construcción	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	sep-25	2018
Ejecución o Construcción	Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi Cocom)	P16-PE2	mar-20	jul-25	2016 y 2017
Ejecución o Construcción	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	ago-25	2019
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	sep-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	oct-25	2018
Ejecución o Construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	oct-25	2018
Ejecución o Construcción	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	oct-25	2018
Ejecución o Construcción	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	oct-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	dic-25	2017
Ejecución o Construcción	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-25	2019
Ejecución o Construcción	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	dic-25	2018

... Continuación

CUADRO 7.1.2. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE EJECUCIÓN O CONSTRUCCIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
Ejecución o Construcción	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	dic-25	2019
Ejecución o Construcción	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	Fase 1 / ene-26 Fase 2, etapa 1 / ene-26 Fase 2, etapa 2 / feb-26 Fase 2, etapa 3 / mar-26	2021 (julio)
Ejecución o Construcción	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	jun-26	2019
En Ejecución o Construcción Etapas 2 y 3	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	Etapa 2 / ago-26 Etapa 3 / nov-25	2019

CUADRO 7.1.3. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN CONCURSO

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En concurso	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	nov-26	2018
En concurso etapa 1	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	Etapa 1 / dic-26	2019

CUADRO 7.1.4. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER POR CONCURSAR

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
Por concursar	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	mar-27	2018
Por concursar	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	may-26	2015
Por concursar	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-26	2018
Por concursar	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-26	2022
Por concursar	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	ago-26	2022
Por concursar	Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	ago-26	2022
Por concursar	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	Etapa 1 / jul-26 Etapa 2 / ago-26	2017
Por concursar	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	sep-26	2018
Por concursar	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	nov-26	2015 y 2018
Por concursar	Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	oct-26	2022
Por concursar	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	nov-26	2016
Por concursar	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	Etapa 1 / jun-28 Etapa 2 / dic-26	2018

CUADRO 7.1.5. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE DECISIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En proceso de decisión	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	ago-27	2017
En proceso de decisión	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	ago-26	2018
En proceso de decisión	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	nov-26	2019
En proceso de decisión	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	sep-26	2019
En proceso de decisión	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la SE Tecali	M20-OR2	jun-23	ago-26	2021 (febrero)
En proceso de decisión (por cancelar)	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	nov-26	2017
En proceso de decisión	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	sep-27	2015 y 2018
En proceso de decisión	Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-26	2017
En proceso de decisión	Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	nov-26	2017
En proceso de decisión	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	nov-26	2018
En proceso de decisión	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	nov-26	2018
En proceso de decisión	Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	jul-26	2018
En proceso de decisión	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	mar-27	2018
En proceso de decisión	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	sep-26	2018
En proceso de decisión	Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	sep-26	2019
En proceso de decisión	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	jun-27	2019
En proceso de decisión	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	feb-28	2019
En proceso de decisión	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	dic-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	oct-27	2021 (febrero)

... Continuación

CUADRO 7.1.5. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE DECISIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En proceso de decisión	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	mar-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	ene-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	feb-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	ago-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	mar-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	jul-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	oct-26	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-26	2021 (julio)
En proceso de decisión	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	may-27	2021 (julio)
En proceso de decisión	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	sep-26	2022
En proceso de decisión	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	nov-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	jul-26	2018
En proceso de decisión	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	nov-27	2017
En proceso de decisión	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	dic-26	2018
En proceso de decisión	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	jul-26	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	ago-26	2022

... Continuación

CUADRO 7.1.5. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE DECISIÓN

Estatus CFE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En proceso de decisión	Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	P24-NE1	abr-27	nov-27	2024
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la zona Nogales (antes dividido en Fase 1 y 2)	P24-NO3	abr-27	ago-28	2024
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la Región Querétaro	P24-OC3	abr-28	jun-27	2024
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	ago-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	nov-26	2022
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	P23-BC2	abr-27	mar-27	2023
En proceso de decisión	Modernización de la SE Laguna Verde 230 kV (SF6)	M24-OR2	nov-25	ene-27	2024
En proceso de decisión	Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	may-28	2021 (julio)
En proceso de decisión	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	mar-28	2018
En proceso de decisión	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	mar-28	2018
En proceso de decisión	Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	ene-28	2022
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato	P24-OC2	abr-29	dic-27	2024
En proceso de decisión	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	sep-27	2021 (julio)
En proceso de decisión	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	dic-26	2022
En proceso de decisión	Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	dic-26	2022
En proceso de decisión	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	jul-26	2022
En proceso de decisión	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	feb-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)

CUADRO 7.1.6. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
1	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión
2	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	abr-29	2021 (julio)	En Análisis
3	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	I23-NT1	abr-28	oct-29	2023	En Revisión
4	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	mar-30	2021 (julio)	En Revisión
5	Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-OR1	dic-24	abr-30	2023	En Revisión
6	Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	nov-28	2021 (julio)	En Análisis
7	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	dic-28	2018	En Análisis
8	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	dic-28	2018	En Análisis
9	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	mar-29	2021 (julio)	En Análisis
10	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	2021 (julio)	En análisis
11	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	mar-29	2018	En Análisis
12	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	mar-29	2021 (febrero)	En Revisión
13	Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	2021 (julio)	En Análisis
14	Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	mar-29	2022	En Análisis
15	Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-28	2021 (julio)	En Análisis
16	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	mar-29	2018	En Análisis
17	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-29	2021 (julio)	En Revisión
18	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	abr-30	2019	En Revisión
19	Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	dic-29	2021 (julio)	En Revisión
20	Adecuación de SE Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión

... Continuación

CUADRO 7.1.6. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
21	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	dic-29	2018	En Revisión
22	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+15O/-5O MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-28	2023	En Análisis
23	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	P23-NT2	abr-27	mar-30	2023	En Revisión
24	Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión
25	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	dic-29	2019	En Revisión
26	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	mar-29	2018	En Análisis
27	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-29	2021 (febrero)	En Análisis
28	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión
29	Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-28	2021 (julio)	En Análisis
30	Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	dic-29	2017	En Revisión
31	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la SE Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	dic-28	2021 (febrero)	En Análisis
32	Suministro de energía en Tabasco	P23-OR1	dic-29	abr-30	2023	En Revisión
33	Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez	P24-NT1	abr-28	dic-30	2024	En Revisión
34	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	nov-28	2017	En Análisis
35	Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	nov-28	2017	En Análisis
36	Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	nov-29	2021 (febrero)	En Análisis
37	Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	abr-30	2021 (julio)	En Revisión
38	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-29	2021 (julio)	En Revisión
39	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	dic-28	2022	En Análisis

... Continuación

CUADRO 7.1.6. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
40	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	nov-28	2019	En Análisis
41	Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	dic-28	2021 (julio)	En Análisis
42	Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	dic-29	2022	En Revisión
43	Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	P24-OR1	abr-23	mar-31	2024	En Revisión
44	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión
45	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión
46	Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-28	2017	En Análisis
47	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión
48	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-28	2021 (julio)	En Revisión
49	Incremento de Confiabilidad en la SE Zocac	M24-OR1	sep-23	dic-30	2024	En Revisión
50	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis
51	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	P23-NT1	abr-27	mar-30	2023	En Revisión
52	Modernización Integral de la SE Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	mar-30	2021 (julio)	En Revisión
53	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	P23-NO1	abr-28	nov-29	2023	En Revisión
54	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	dic-29	2019	En Revisión
55	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	mar-30	2021 (febrero)	En Revisión
56	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	nov-29	2022	En Revisión
57	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	nov-28	2021 (julio)	En Análisis
58	Cambio de arreglo en la SE Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión
59	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	dic-29	2021 (febrero)	En Revisión

... Continuación

CUADRO 7.1.6. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
60	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	nov-29	2018	En Revisión
61	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	nov-28	2018	En Análisis
62	Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión
63	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión
64	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis
65	Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-30	2021 (febrero)	En Revisión
66	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	nov-28	2017	En Análisis
67	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión
68	Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	P24-NO1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión
69	Eliminar restricciones de transmisión al Poniente de la Ciudad de Navojoa	P24-NO2	abr-29	dic-30	2024	En Revisión
70	Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-29	2021 (julio)	En Revisión
71	Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam	M21-NO2	abr-22	mar-30	2021 (julio)	En Revisión
72	Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la SE Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis
73	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión
74	Adición de protecciones 87B a SE de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión
75	Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	abr-30	2022	En Revisión
76	Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NO1	abr-25	nov-28	2023	En Análisis
77	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	nov-29	2022	En Revisión
78	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	P23-OC1	abr-27	mar-30	2023	En Revisión

... Continuación

CUADRO 7.1.6. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
79	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente -Tres Ríos	P23-NO2	abr-28	nov-29	2023	En Revisión
80	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	P23-OC2	abr-27	abr-30	2023	En Revisión
81	Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	P23-BC1	abr-25	mar-30	2023	En Revisión
82	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	P23-BS1	abr-28	dic-28	2023	En Análisis
83	Incremento en la capacidad de transmisión en la región San Quintín	P24-BC1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión
84	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	abr-30	2017	En Revisión
85	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-29	2019	En Revisión
86	Aumento de la transformación de la zona Morelia	P24-OC1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión
87	Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	P24-BC2	abr-29	abr-31	2024	En Revisión
88	Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	M24-BC1	abr-29	abr-31	2024	En Revisión
89	Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	nov-28	2021 (julio)	En Análisis
90	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	dic-29	2018	En Revisión
91	Aumento en la Capacidad de Subtransmisión en Zona Laguna	P24-NT2	abr-28	dic-30	2024	En Revisión
92	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	dic-30	abr-30	2021 (febrero)	En Revisión

CUADRO 7.1.7. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER PAUSADOS

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
Pausado	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	2016 y 2018	En Revisión
Pausado	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BS1	2016 y 2018	En Revisión

CUADRO 7.1.8. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER QUE REQUIEREN CANCELACIÓN

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
Requiere cancelación	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	2016	No reporta
Requiere cancelación	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	2017	No reporta
Requiere cancelación	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	2018	No reporta
Requiere cancelación	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	2018	No reporta

CUADRO 7.1.9. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER QUE HAN SIDO CANCELADOS

Prioridad CENACE	Proyecto	PEM	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	2015	No reporta
Cancelado	Interconexión Baja California – SIN	P16-BC1	2016	No reporta
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	2015	No reporta
Cancelado	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	2015 y 2016	No reporta

CUADRO 7.1.10. PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER PARA LA INTERCONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En Operación	SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de refuerzo asociadas a la C. C. C. Baja California Sur”)	CFE20-PCC	oct-23	17/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	19/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	05/mar/2025	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	sep-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	jul-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	sep-25	2021 (febrero)

CUADRO 7.1.11. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER CON ELEMENTOS Y EQUIPOS DE RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

Estatus o Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En Operación	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	13/jul/2024	2019
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-25	2017
Ejecución o Construcción	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	oct-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-25	2019
Ejecución o Construcción	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	dic-25	2019
Ejecución o Construcción	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	Fase 1 / ene-26 Fase 2, etapa 1 / ene-26 Fase 2, etapa 2 / feb-26 Fase 2, etapa 3 / mar-26	2021 (julio)
Por concursar	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	Etapa 1 / jun-28 Etapa 2 / dic-26	2018
En proceso de decisión	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	ago-27	2017
En proceso de decisión	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la SE Tecali	M20-OR2	jun-23	ago-26	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	dic-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	oct-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	feb-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la zona Nogales (antes dividido en Fase 1 y 2)	P24-NO3	abr-27	ago-28	2024
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la Región Querétaro	P24-OC3	abr-28	jun-27	2024
En proceso de decisión	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	sep-27	2021 (julio)
En análisis	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	2021 (julio)

... Continuación

CUADRO 7.1.11. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER CON ELEMENTOS Y EQUIPOS DE RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

Estatus o Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción
En análisis	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	2021 (julio)
En Análisis	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+15O/-5O MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-28	2023
En Análisis	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la SE Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	dic-28	2021 (febrero)
En Análisis	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	nov-28	2021 (febrero)
En Operación	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	13/jul/2024	2019
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-25	2017
Ejecución o Construcción	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	oct-25	2021 (febrero)

7.2. Impacto en la Gerencia de Control Regional Central

7.2.1. Sustitución de equipamiento que han sido rebasados en su capacidad de Corto Circuito

El proyecto "Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito" con PEM M21-CE3, fue propuesto en el PAMRNT 2021 – 2035 en respuesta a la necesidad de modernización identificada del Equipo Eléctrico Primario (EEP) que ha superado su Nivel de Corto Circuito (NCC) en red de 230 kV y 400 kV.

La finalidad del proyecto es garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Ciudad de México y zona conurbada del estado de México), así como gran parte del estado de Hidalgo, tanto en Estado Operativo Normal como durante contingencias sencillas. Todo lo anterior, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

El proyecto fue instruido en 2021 por la SENER hacia la Transportista con una fecha de entrada en operación necesaria en febrero de 2021. Recientemente la Transportista reportó a CENACE que el proyecto instruido tiene una Fecha Factible para marzo de 2029, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

Actualmente, las SE Texcoco, Tula y Teotihuacán forman parte de la Red Eléctrica troncal de 400 kV, operada por la GCR Central. Son de vital importancia para el suministro de energía eléctrica en la zona central del país debido a que operan como nodos de recepción de hasta el 50 % de la energía eléctrica que se consume en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Ciudad de México y zona conurbada del estado de México), así como gran parte del estado de Hidalgo.

Considerando el catálogo de niveles de corto circuito publicado por el CENACE en 2024 (en donde se reporta la estimación del nivel máximo de corto circuito por cada SE esperada en 2027), en el Cuadro 7.2.1 se muestran las SE de la RNT en cuyo Equipo Eléctrico Primario (EEP) se encuentra superada la capacidad por corrientes de corto circuito (capacidad interruptiva o de aguante de corta duración), no siendo éstas las únicas, pero son las que por su localización e impacto en la red, funcionan como nodos críticos del sistema.

CUADRO 7.2.1. SE CON CAPACIDAD LIMITADA EN EL CORTO CIRCUITO (2027).

SE	Tensión (kV)	Capacidades por NCC de los EEP de la SE (kA)	NCC Máximo 2027	
			3F (kA)	1F (kA)
Texcoco	400	40[1], 50	45.13	43.32
	230	40[1], 50[1], 63	54.75	53.99
Teotihuacán	400	31.5[1], 40[1], 50, 65	42.62	39.86
Tula	400	31.5[1], 40[2], 50	39.72	37.43
	230	31.5[1], 40[1], 50[1]	47.27	51.85
Remedios	230	40[1], 50[1]	47.38	50.97

[1] Capacidad por Nivel de Corto Circuito (NCC) superado
[2] Capacidad por Nivel de Corto Circuito (NCC) muy cercano a ser superado

Cuando no se cumple con el dimensionamiento adecuado en el equipamiento de la SE, refiriéndose a la capacidad interruptiva o de aguante de corta duración y ocurre alguna falla local o cercana, es muy probable se presente la explosión e incendio del EEP, al operar con niveles de corto circuito por arriba de su capacidad, adicionalmente se tiene la posibilidad de provocar daños físicos a instalaciones cercanas y poner en riesgo la integridad física de las personas.

Como estrategias de mitigación, se ha buscado separar fuentes a través de la apertura de los cables de potencia, mismos que son más propensos a daños, además de haberse modificado topológicamente las redes asociadas a las SE Valle de México y Tula, sin embargo, estas estrategias son insuficientes, siendo la única Alternativa de solución definitiva la modernización del EEP que ha superado su NCC, a fin de evitar posibles problemáticas de suministro en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, así como riesgos de seguridad física.

Al programarse la modernización con base en el proyecto instruido hasta marzo de 2029, se mantiene en riesgo la continuidad de la operación en nodos estratégicos del SEN, lo que repercutirá en graves afectaciones, pues limitaría la transferencia de potencia entre la zona del Golfo de México y el noreste con el centro del país, además de tener repercusiones en la salida de bloques de generación y en transferencia de la energía eléctrica de la RNT y, por consiguiente, degradación en la Confiabilidad operativa.

Finalmente, es relevante comentar que este proyecto es relevante para aportar confiabilidad al proyecto estratégico de generación en Tula que contempla la modernización al instalar un CC para reemplazar unidades existentes, en reuniones de trabajo de CENACE con CFE se ha determinado que este proyecto se incluya en la etapa de Proceso de Decisión lo que permitirá avanzar en su ejecución.

7.2.2. LT Deportiva – Toluca

El proyecto “Línea de Transmisión Deportiva – Toluca” con PEM P17-CE2 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 para garantizar en corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la Zona de Distribución Toluca, específicamente la ciudad de Toluca (capital del estado de México), tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

El proyecto fue instruido en 2018 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en diciembre de 2022. Sin embargo, en la última actualización de fechas factibles de los proyectos instruidos, la CFE le reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta marzo 2029, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. El área de Transmisión de la CFE ha informado que se encuentra en proceso de análisis por parte de la CFE.

El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango en 85 kV está soportado por tres SE de la Red Eléctrica de 230 kV. La primera corresponde a la SE Atenco por medio de tres transformadores de relación 230/85 kV, la segunda corresponde a la SE Toluca por medio de tres transformadores de relación 230/85 kV y la tercera fuente corresponde a la SE Remedios por medio del circuito Remedios - Toluca (93G50) en el nivel de tensión de 230 kV.

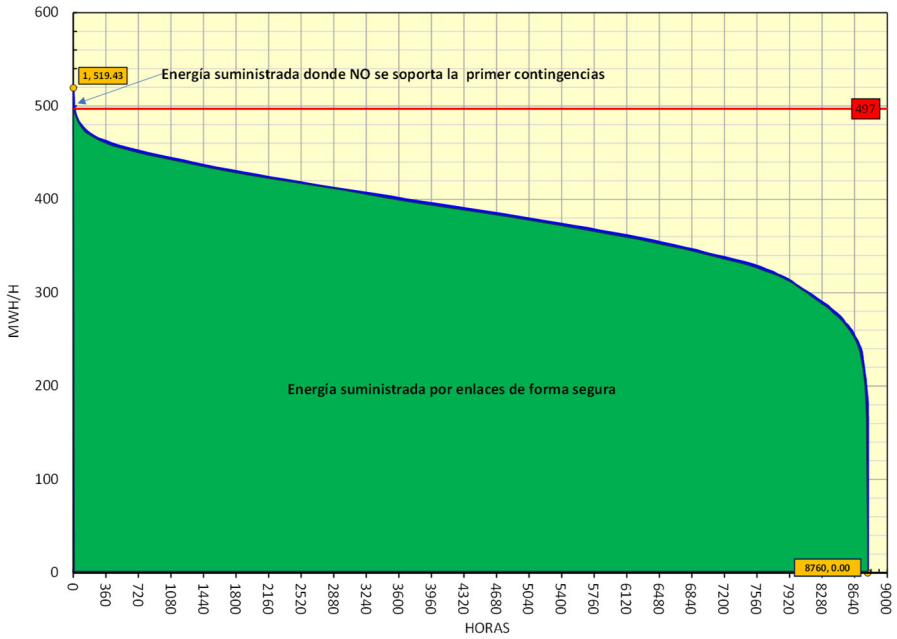
Las zonas de distribución Toluca y Tenango en el nivel de tensión de 85 kV se encargan del suministro de la zona industrial que se localiza en la parte poniente de la ciudad de Toluca, estado de México. La Red Eléctrica consiste en un triple Corredor en el nivel de 85 kV que enlaza las SE Atenco y Toluca. Estos Centros de Carga satisfacen su demanda principalmente desde las SE Atenco y Toluca, además de la generación local de la CH Lerma. Por

otro lado, la SE Remedios en 230 kV suministra energía eléctrica a los Centros de Carga del Corredor Remedios – Atenco de 230 kV pertenecientes a la Zona de Distribución Toluca.

Debido al crecimiento natural de la demanda en la zona de Toluca y Tenango, en la Figura 7.2.1 se observa la curva de duración del flujo de las LT Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93710 – Deportiva que, de acuerdo con registros históricos del 2024, se superó, durante un corto tiempo, el límite de 497 MW.

Se espera en el corto plazo, la condición operativa se vuelva más restrictiva ante la entrada en operación del Tren Interurbano de Pasajeros Toluca-Valle de México que se alimentará de la misma Red Eléctrica existente, propiciando que no se cuente con la capacidad suficiente para soportar la contingencia sencilla durante la demanda máxima de la zona, como se puede ver en el 2024 y en años anteriores ya se han presentado escenarios en donde la capacidad de transmisión del circuito Toluca – 93710 – Deportiva puede superarse. Por lo anterior, se ha propuesto el proyecto para incrementar de capacidad de transmisión y atender el crecimiento de la demanda de la zona Toluca y Tenango.

FIGURA 7.2.1. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ATENCO – 93490 – BERNABÉ Y TOLUCA – 93710 – DEPORTIVA EN EL AÑO 2024



En la Figura 7.2.1 se observa que durante el 2024 se rebasó el valor de saturación de la LT Toluca – 93710 – Deportiva ante contingencia sencilla, por lo que, de diferirse el proyecto hasta marzo de 2029, se corre el riego de afectación de carga en la Red Eléctrica lo que degrada la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas Toluca y Tenango que concentran Centro de Carga del tipo industrial, comercial, residencial.

7.2.3. Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 KV

El proyecto "Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV" con PEM P21-CE1 fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 para garantizar en el corto, mediano y largo plazos el suministro continuo de energía eléctrica del anillo de la Red Eléctrica troncal de 400 kV de la GCR Central, impactando directamente en las Redes Eléctricas de 230 y 85 kV asociadas, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

El proyecto fue instruido en 2021 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en diciembre de 2025. Sin embargo, en la última actualización de fechas factibles de los proyectos instruidos, la Transportista reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta abril de 2030 y se encuentra en etapa de Revisión por parte de la CFE, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

A través del anillo de 400 kV del Valle de México, se suministra y atiende la demanda de mayor concentración geográfica del país que comprende usuarios de perfil industrial, comercial, habitacional, gubernamental e instalaciones estratégicas de servicios y seguridad nacional.

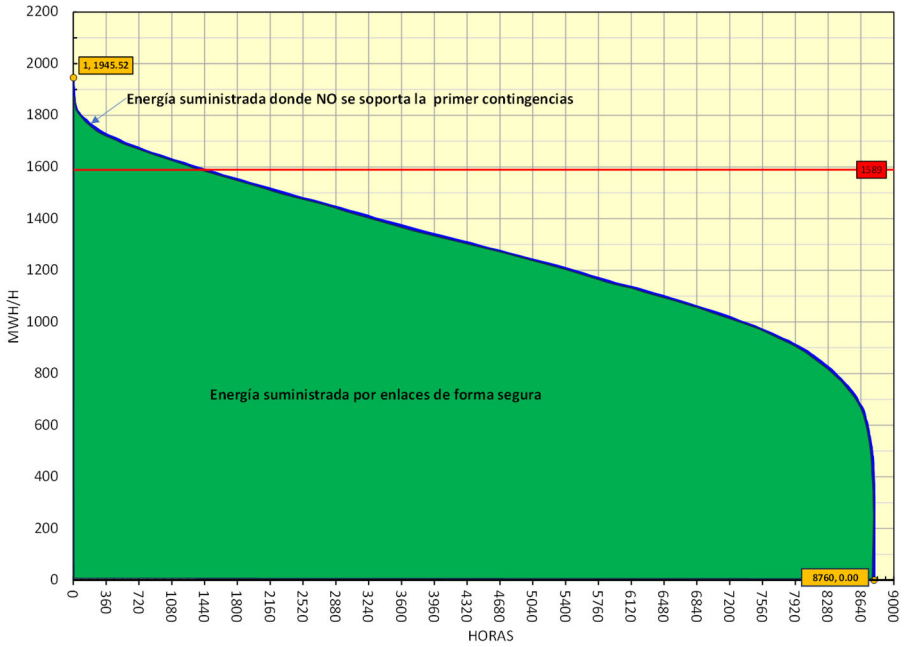
Como parte de esta infraestructura se localiza el corredor de transmisión de doble circuito Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, que consta de dos conductores por fase a lo largo de las Líneas de Transmisión con una longitud de 16.07 km, compuestas por dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.

Particularmente, las SE Teotihuacán y Texcoco de 400 kV son nodos de enlace con otras GCR, es decir, son SE receptoras de energía eléctrica desde inyección por generación externa, específicamente desde la zona del Golfo de México. A través de estas dos SE, se reciben montos de energía eléctrica que pueden superar a los 3,000 MW. Por lo que fue declarada compuerta del Sistema Interconectado Nacional.

Con la alta inyección de flujos de potencia activa provenientes de la energía eléctrica generada por las CE instaladas en la zona del Golfo de México, así como de las condiciones de flujo Norte al Sur del SIN, se propician bloques de energía coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia Texcoco y la Red Eléctrica asociada de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México por medio de la RNT en 400 y 230 kV.

Debido a los constantes Estados Operativos de Alerta registrados en años recientes se debe tener un monitoreo continuo en el flujo de potencia del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, en la Figura 7.2.2 se observa la curva de duración de la suma del flujo de potencia en las LT Teotihuacán – A3W10/A3W20 – Texcoco que, de acuerdo con registros históricos del 2024, se superó el límite de 1589 MW durante aproximadamente 1436 horas al año, con lo que se opera durante estos periodos de tiempo en Estado Operativo de Alerta.

FIGURA 7.2.2 CURVA DE DURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TEOTIHUACÁN – A3W10/A3W20 – TEXCOCO EN EL AÑO 2024



Esta alta transmisión de energía eléctrica compromete la Confiabilidad del sistema debido a que se ve superada la capacidad de transmisión de los conductores del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV ante la contingencia sencilla. Para mitigar el riesgo operativo por el retraso en su entrada en operación se tiene implementado un EAR que consiste en el Disparo Automático de Generación (DAG) de una unidad de gas de la CCC Energía del Valle de México Dos ante una eventual contingencia sencilla (N-1) de una de las dos líneas de transmisión del corredor Teotihuacán - Texcoco de 400 kV.

7.3. Impacto en la Gerencia de Control Regional Oriental

7.3.1. Suministro de energía eléctrica en la zona de operación de transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)

El suministro de la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz se realiza principalmente a través de los bancos de transformación 400/230 kV de las SE Laguna Verde y Manlio Fabio Altamirano, así como de la transformación 230/115 kV de las SE Jardín y Veracruz II.

Además, se cuenta con la generación de la CCC Dos Bocas, sin embargo, esta CE presenta operación intermitente (salidas no previstas) debido a su antigüedad y a la indisponibilidad de combustible (gas natural), lo que ocasiona que se sature la transformación 230/115 kV. Por otro lado, la transformación 400/230 kV también permite el suministro hacia las Zonas Oaxaca, Córdoba y Orizaba, considerando lo anterior y debido al alto flujo de transmisión Centro – Sureste, dichos bancos han alcanzado la saturación en condiciones de Red Eléctrica completa.

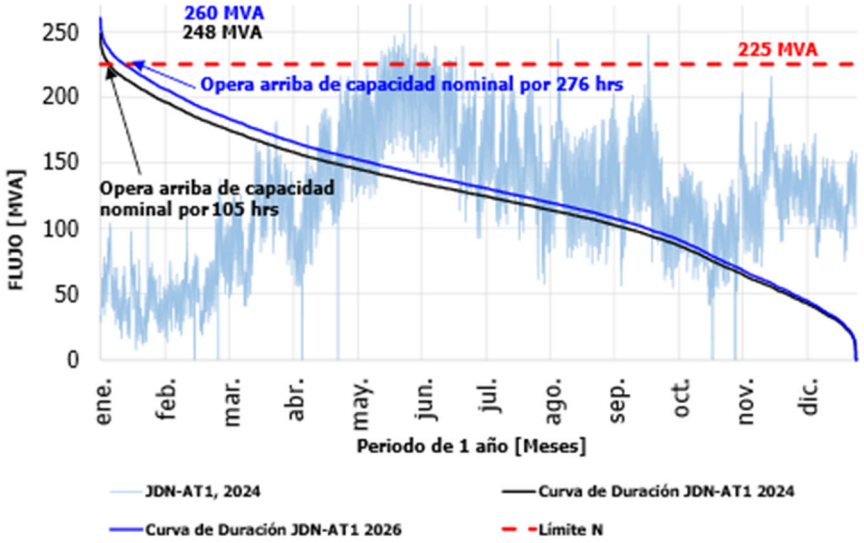
El proyecto “P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes denominado Olmeca Banco 1)” es un proyecto propuesto en el PAMRNT 2018-2032 y tiene como objetivo principal garantizar la Confiabilidad en el suministro eléctrico de la Ciudad de Veracruz y reducir la cargabilidad de los elementos de transmisión y transformación asociados a la RNT. En 2020 cambió el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a “Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz”, considerando de manera general la instalación de un banco de transformación de relación 400/115 kV y 375 MVA en la SE Manlio Fabio Altamirano, construcción de 196 km-circuito en 400 kV desde la SE Manlio Fabio Altamirano hasta a la SE Temascal II y 80.2 km-circuito en 115 kV para conectar la SE Manlio Fabio Altamirano hasta las SE de la ciudad de Veracruz.

Inicialmente el proyecto fue instruido en 2018 por la SENER para su construcción por la Transportista. Dicha obra fue definida con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2022. Sin embargo, en el informe realizado por la Transportista se notificó a CENACE que el proyecto entrará en Operación para marzo de 2027, y se encuentra en la etapa de Concurso.

Considerando lo anterior y las condiciones operativas que se han presentado en esta zona, un diferimiento en la Fecha de Entrada en Operación Factible del proyecto podría tener repercusiones negativas debido a que incrementa la posibilidad de saturación de los autotransformadores en la SE Jardín y Manlio Fabio Altamirano en condiciones de Red Eléctrica completa o ante disparo de cualquiera de los bancos de transformación de la SE Veracruz II y Laguna Verde derivando en afectación del suministro desde la zona de carga Veracruz o extenderse hasta las zonas de Córdoba, Orizaba, Papaloapan y Oaxaca.

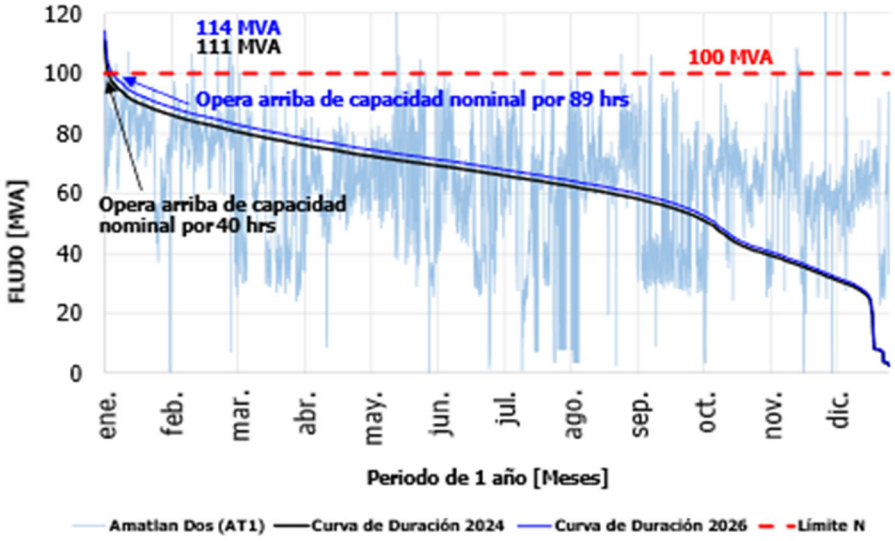
En la Figura 7.3.1 se muestra que el banco de la SE Jardín en condición de Red Eléctrica completa, para el 2024 alcanzó a operar con 110% de su capacidad nominal (225 MVA), cabe señalar que esta condición se logra, derivado de la implementación de estrategias operativas (seccionamiento de la Red Eléctrica de 115 kV) realizadas en la zona, para reducir carga el banco de la SE Jardín. Sin embargo, aún con estas acciones se espera que para 2026 pudiera alcanzar a operar al 116% de su capacidad nominal. Esta condición se puede agravar en casos de indisponibilidad de la CCC Dos Bocas interconectada en 115 kV, cabe señalar que en 2024 se mantuvieron indisponibles de manera intermitente las unidades de gas sumando un tiempo de 5,657 horas, mientras que la unidad de vapor estuvo indisponible por 1,472 horas, por lo tanto, la CE no estuvo en posibilidades de despachar a su capacidad nominal por un total de 7,129 horas, lo que representó el 81% del año.

FIGURA 7.3.1. CARGA EN EL AUTOTRANSFORMADOR JARDÍN AT1 Y LÍMITE EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA



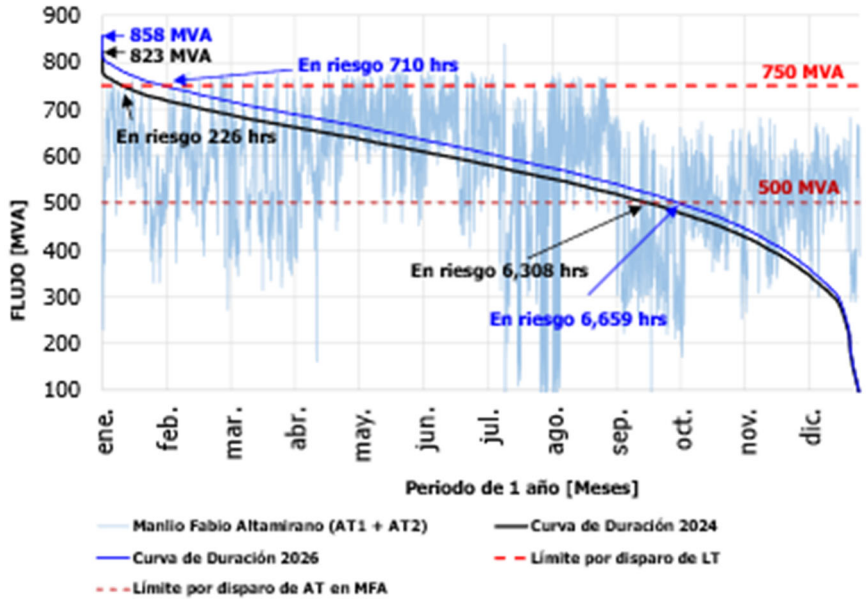
En la Figura 7.3.2 se muestra la carga de uno de los bancos de la SE Amatlán Dos en condición de Red Eléctrica completa, los cuales para el 2024 alcanzaron a operar con 111% de su capacidad nominal (100 MVA) durante 40 horas. De acuerdo con la proyección del crecimiento estimado de la demanda, se estima que para el 2026 los bancos operen al 114% de su capacidad nominal. Ante el disparo del banco se presenta un riesgo de afectación de carga principalmente en las zonas de Córdoba y Orizaba.

FIGURA 7.3.2. CARGA EN EL AUTOTRANSFORMADOR AMATLÁN DOS AT1 Y LÍMITE EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA



De la misma forma, para prevenir la sobrecarga de cualquiera de los autotransformadores 400/230 kV de la SE Manlio Fabio Altamirano, ante contingencia sencilla de uno de ellos o de LT en 400 kV, se tiene implementada la operación de un esquema de Disparo Automático de Líneas (DAL), el cual opera abriendo hasta 4 líneas en 230 kV lo que reduce la Confiabilidad para el suministro de las zonas Córdoba, Orizaba y Oaxaca. A pesar de llevar a cabo la segregación de Red Eléctrica, en el 2024 se alcanzó la operación de ambos autotransformadores con 110 % de su capacidad nominal. Durante este mismo año, se ha rebasado el límite por contingencia de transformador durante 6,308 horas (72% del año) como se observa en la Figura 7.3.3. De acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2026 se alcance un total de 6,659 horas (76% del año). Lo anterior, representa un alto riesgo de afectación de carga de hasta 1,270 MW en las zonas Veracruz, Papaloapan, Córdoba, Orizaba y Oaxaca, en condiciones de demanda máxima.

FIGURA 7.3.3. CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES MANLIO FABIO ALTAMIRANO AT1 Y AT2 Y LÍMITES EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE CONTINGENCIA DE BANCO



Recientemente el 13 de julio de 2024 se presentó un disturbio en Líneas de Transmisión de 400 kV que derivó en un evento mayor afectando 450 MW de carga y 1,604 MW de generación en la Zona Veracruz, posteriormente, el 21 de septiembre de 2024 se presentó un disturbio en líneas de transmisión de 230 kV que originó disparos en cascada afectando 550 MW de carga y 177 MW de generación. Lo antes planteado refleja la necesidad de que el proyecto instruido "P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes denominado Olmeca Banco 1)" se encuentre en servicio lo antes posible y con ello evitar o en su caso reducir afectaciones en el suministro de energía eléctrica de los usuarios de la Zona de Operación de Transmisión Veracruz.

7.3.2. Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal

Este proyecto con PEM P21-OR1 fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la región Sureste del estado de Chiapas, ya que es susceptible de presentar cortes de carga por baja tensión en tres condiciones; en Red Eléctrica completa, ante la salida de la LT Angostura – Tapachula Potencia (A3T30) en 400 kV o el Transformador Tapachula Potencia T1 con relación 400/115 kV, donde las SE más susceptibles son aquellas que se encuentran más alejadas a la fuente de suministro, derivado del déficit de control de tensión en la región.

El alcance del proyecto consiste en instalar dos equipos de compensación dinámica de potencia reactiva (STATCOM) con capacidad de 50 MVAr cada uno, en el nivel de tensión de 115 kV. En julio de 2021, la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2024, sin embargo, en el informe realizado por la Transportista se indica a CENACE que el proyecto tiene Fecha Factible de entrada en Operación para septiembre de 2027, asimismo reporta que es un proyecto que está en Proceso de Decisión, por lo cual se estará buscando la autorización de su recurso e inicio de construcción.

El retraso del proyecto impacta en las condiciones operativas para garantizar la continuidad y Confiabilidad del suministro de energía en la zona de Tapachula y parte de San Cristóbal. En el año 2024, se registró en la zona de influencia una demanda máxima de 341 MW, el límite actual para soportar cualquiera de las contingencias (N-1) es de 154 MW. La demanda mínima presentada fue de 155 MW, mostrando que, a lo largo del año, en todas las condiciones de demanda no se soporta la contingencia sencilla. Por otro lado, el límite en Red Eléctrica completa (N) es de 360 MW. Ambos límites están establecidos para evitar que la tensión en cualquiera de las SE opere por debajo de límite inferior establecido en el CdR (109.3 kV).

En la Figura 7.3.4 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda. Como se observa en el 2024 en condiciones de demanda máxima el límite N-1 fue superado por 187 MW, bajo estas condiciones es necesaria la desconexión controlada de carga, ya que de no hacerlo la Red Eléctrica de la zona sufrirá un colapso de voltaje que provoque la desconexión de toda la carga. Adicionalmente, esta zona presenta un crecimiento en su demanda con una Tasa de Crecimiento Media Anual (TCMA) de 1.8 % de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2025-2039, por lo tanto, en 2028 se estima alcanzar 366 MW de demanda, cuyo valor supera el límite N-1 en un 138% y el límite N en un 1.6%.

Con este proyecto se espera eliminar hasta cinco EAR que, actualmente están en servicio para desconectar carga de forma controlada y evitar mayores afectaciones ante condiciones de contingencia (N-1).

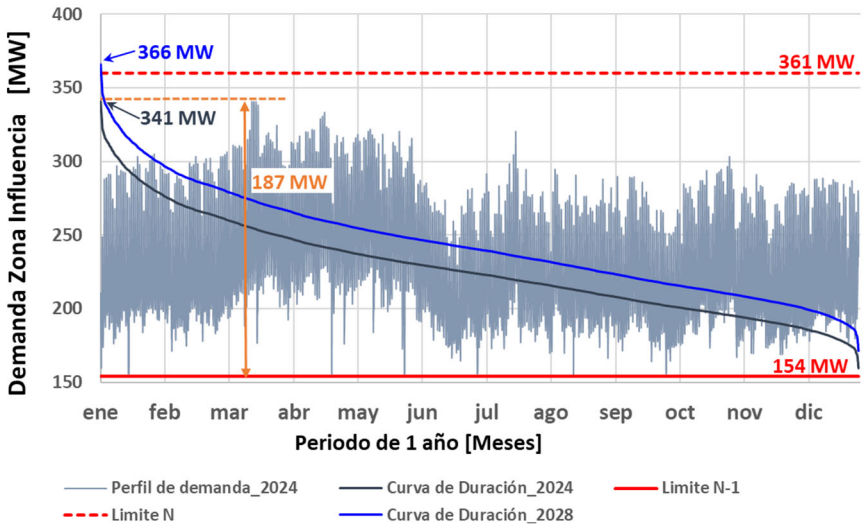
Por otro lado, en los últimos 9 años se han presentado 42 contingencias de la LT Angostura (ANG) Tapachula Potencia (THP) (A3T30) y 8 del Transformador Tapachula T1, de las cuales, la ENS acumulada suma 9,235 MWh, esto se muestra en Cuadro 7.3.1.

Cabe mencionar que, aunque en 2024 no se presentaron salidas por eventos (disparos) se requirió la salida por mantenimiento no programado del transformador Tapachula T1 en tres ocasiones con una indisponibilidad total de 15 horas, en los que se tuvo que afectar carga para el control de tensión.

Lo anterior muestra un requerimiento del proyecto para evitar mayores afectaciones conforme incrementa la demanda de la zona, considerando que las acciones de los EAR tienen un límite finito, del cual, a pesar de ser

una desconexión controlada de carga, en una condición de demanda máxima estas afectaciones alcanzan hasta 39% de la demanda en la zona.

FIGURA 7.3.4. PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN ZONA TAPACHULA Y PARTE DE SAN CRISTÓBAL



CUADRO 7.3.1. ESTADÍSTICA DE EVENTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN O TRANSFORMADOR EN LA ZONA TAPACHULA

Año	Número de eventos sin afectación de carga		Número de eventos con afectación de carga		Energía no suministrada
	ANG A3T30 THP	THP-T1	ANG A3T30 THP	THP-T1	MWh
2016	1	0	1	0	8203
2017	1	1	1	0	590
2018	7	0	4	0	54
2019	1	0	4	2	143.85
2020	0	0	2	0	28
2021	0	0	9	2	73.04
2022	2	1	3	1	48.523
2023	2	0	4	1	94.2
2024	0	0	0	0	0
TOTAL	**14**	**2**	**28**	**6**	**9235**

7.3.3. Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal

Este proyecto con PEM P20-OR3 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal. La problemática operativa radica en la saturación de las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660) en 115 kV, así como niveles bajos de tensión en SE más alejadas a la fuente de suministro (SE Angostura o SE Manuel Moreno Torres). Adicionalmente, aguas arriba se presenta la saturación del Transformador Angostura T6 con relación 400/115 kV y capacidad de 225 MVA.

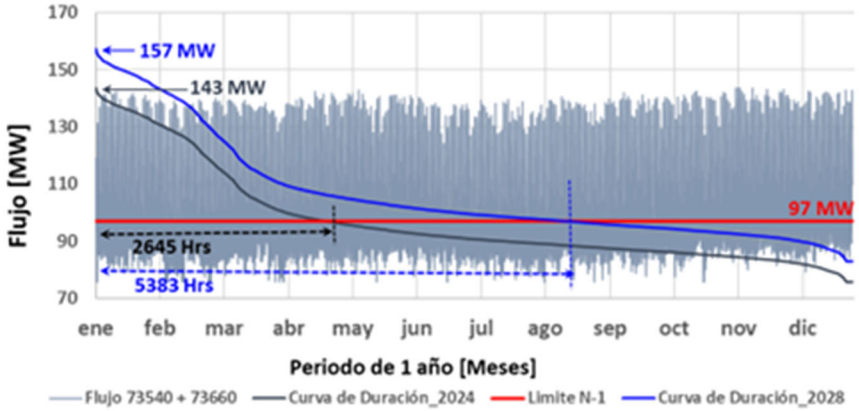
El alcance del proyecto consiste en sustituir el actual Transformador Angostura T6 por una capacidad de 375 MVA con misma relación de transformación y la construcción de una LT con longitud de 65 km-circuito en 115 kV desde la SE Manuel Moreno Torres hacia la SE San Cristóbal Oriente. En febrero de 2021, la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2025, sin embargo, en el informe actualizado por la Transportista se notificó a CENACE que el proyecto entrará en Operación para noviembre de 2027 y está en Proceso de Decisión.

El retraso del proyecto tuvo el siguiente impacto en 2024:

- En condiciones de Red Eléctrica completa, se superó la capacidad nominal del Transformador Angostura T6 durante 88 horas, alcanzando un máximo del 109 % de su capacidad.
- La demanda suministrada por las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660) alcanzó un máximo de 143 MW y el límite para evitar tensión por debajo de los límites establecidos en el CdR (109.3 kV) así como la saturación de la LT que queda en servicio es de 97 MW, lo que indica que, 2645 horas (30 % del año), se tuvo en riesgo la afectación de carga, por no soportar la contingencia sencilla.

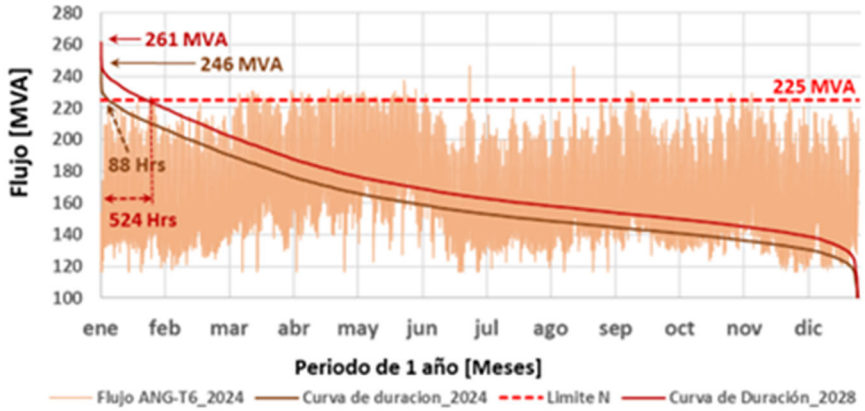
En la Figura 7.3.5 se muestra el comportamiento histórico y la proyección de la demanda suministrada a través de las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660), para un escenario de 2028. Como se puede observar, el límite N-1 será superado por 4494 horas (61% del año), ante la salida en operación del transformador T6 de Angostura.

FIGURA 7.3.5. DEMANDA SUMINISTRADA POR LAS LT ANGOSTURA – ACALA (73540) Y MANUEL MORENO TORRES – SOYALÓ (73660)



En la Figura 7.3.6 se muestra el comportamiento histórico y la proyección de la carga en el Transformador Angostura T6 proyectado en demanda para un escenario de 2028. La capacidad nominal será superada por 524 horas (6 % del año) y se estima alcanzar a operar hasta 116 %, bajo estas condiciones es evidente recurrir a la implementación de esquemas EAR para prevenir mayor afectación ante la sobrecarga del banco Angostura T6.

FIGURA 7.3.6. CARGA EN EL TRANSFORMADOR ANGOSTURA T6



Actualmente se tienen 3 esquemas EAR en operación, 1 para reducir la afectación de carga ante contingencia sencilla. Por otro lado, la salida de cualquiera de las LT del corredor Angostura (ANG) – Acala –(AAA) – San Cristóbal (CRI) – Soyaló (SOY) – Manuel Moreno Torres (MMT) también provocan afectaciones de carga. A continuación, se muestran los montos de carga afectados por la eventual salida de cualquiera de las Líneas de Transmisión en dicho corredor.

CUADRO 7.3.2. EVENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Año	Evento Disparo de LT	Carga afectada [MW]
2016	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
2017	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	9.1
2018	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	4.4
2019	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	8.8
2020	MMT 73660 SOY	8.8
2021	Ninguno	Sin afectación
2022	Ninguno	Sin afectación
2023	ANG 73540 AAA	46.9
2024	Ninguno	Sin afectación
Total		**78**

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose el proyecto, los elementos de la RNT en la zona de influencia se encontrarán operando fuera de sus Límites Operativos, aumentando la probabilidad operar esquemas DAC por sobrecargas. A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían extendiendo las horas de riesgo y la carga afectada ante contingencia sencilla.

7.3.4. Suministro de energía eléctrica en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec – Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)

El suministro de energía eléctrica de la zona Oaxaca depende principalmente de las LT Temascal Dos - Temascal Uno (93720), Temascal Dos - La Ciénega (93740) en 230 kV, cuya trayectoria alcanza una longitud de 210 km. En caso de falla de una de estas LT, solo presentan decrementos en los niveles de tensión y se tendría una única LT como fuente a esta zona.

Por otro lado, el suministro de energía eléctrica en la región de Costa Chica y zona Huatulco depende de tres enlaces, el primero Juchitán Dos – Conejos (73740), 160 km de longitud, el segundo Miahuatlán – Pochutla (73890), 75 km de longitud y el tercero que se extiende alimentando la Costa Chica y parte de Huatulco desde la SE Quemado hasta llegar a la SE Pochutla, 435 km de longitud, todos ellos en 115 kV.

En julio de 2024 entró en operación el proyecto P19-OR3 Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica, mismo que incorporó dos STATCOMS (equipo de compensación de potencia reactiva dinámico), sin embargo, para resolver completamente la problemática existente, es necesario se construya la infraestructura definida en el proyecto P17-OR4 Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco.

De esta manera, ante contingencia sencilla se presentan niveles bajos de tensión que ocasionan la violación al criterio operativo de -5 % de la tensión nominal en SE de 115 kV y que pueden derivar en la desconexión de carga en la zona de carga Oaxaca y Huatulco por la acción de esquemas de tiro de carga por bajo voltaje, a fin de preservar la integridad de la Red Eléctrica de las zonas.

Cabe señalar, que la incidencia de fallas podría ser frecuente por condiciones meteorológicas en temporada de huracanes y fuertes vientos derivado de frentes fríos invernales, así como por la humedad debido a la proximidad con la costa. La ocurrencia de fallas en la Red Eléctrica de 115 kV se muestra en el registro histórico del Cuadro 7.3.3 donde se puede observar que se han presentado en total 618 eventos de salida de Línea de Transmisión, de los cuales en 443 de ellos presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica desde 2014 al cierre del 2024.

CUADRO 7.3.3. EVENTOS DE DISPAROS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANUAL EN LA COSTA CHICA Y HUATULCO

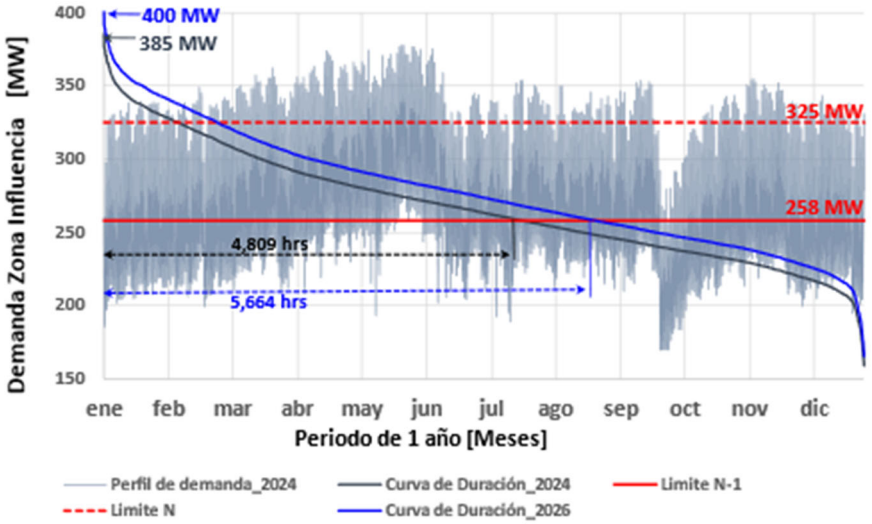
Año	Número de Eventos de disparo		ENS (MWh)
	Con afectación de carga	Sin afectación de carga	
2014	21	23	149
2015	12	3	26
2016	20	32	31
2017	46	21	272
2018	53	20	512
2019	42	9	407
2020	26	16	57
2021	41	23	382
2022	46	17	672
2023	70	10	704
2024	66	1	859
Total	443	175	4071

Conforme a lo anterior, en el PAMRNT 2017-2031 CENACE propuso el proyecto con PEM P17-OR4. En julio de 2017 la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2021, sin embargo, en el informe actualizado por la Transportista informa a CENACE que el proyecto se construirá a través de dos etapas y se estima entre en Operación para agosto de 2026, el cual actualmente se reporta en etapa por Concursar.

El proyecto consiste en la adición de un nuevo circuito en el nivel de tensión de 230 kV que interconecte la SE Jalapa de Díaz con la SE Oaxaca Potencia, mediante el tendido del segundo circuito sobre las estructuras existentes de la LT Temascal II - Oaxaca Potencia (93740), 152 km-circuito y la construcción de una nueva Línea de Transmisión estimada en 77 km-circuito, desde la SE San Jacinto Tlacotepec hacia SE Pinotepa Nacional en 115 kV. Adicionalmente, se considera un reactor de 21 MVAr de capacidad (con su reserva) en la SE La Ciénega en 230 kV.

El retraso del proyecto impacta en las condiciones operativas para garantizar la Continuidad y Confiabilidad del suministro de energía eléctrica. En el año 2024, se alcanzó en la zona de influencia una demanda máxima de 385 MW y el límite para soportar cualquiera de las contingencias (N-1) es de 258 MW, el cual fue superado por 4,809 horas (55% del año). Por otro lado, el límite en Red Eléctrica completa (N) es de 325 MW, el cual fue superado este año durante 847 horas. Ambos límites están establecidos para evitar que la tensión en cualquiera de las SE opere por debajo de límite inferior establecido en el CdR (109.3 kV), bajo estas condiciones es inminente el requerimiento de desconexión controlada de carga, ya que de no hacerlo la red de la zona sufrirá un colapso de voltaje que provoque la desconexión de toda la zona. Dicha zona presenta un crecimiento en su demanda con una TMCA de 1.96%, de acuerdo con el PDS 2025-2039, tal que en 2026 se estima alcanzar una demanda de 400 MW, cuyo valor supera el límite N-1 en un 65% y el límite N en un 15% (ver Figura 7.3.7).

FIGURA 7.3.7. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN ZONA OAXACA, HUATULCO Y REGIÓN DE COSTA CHICA

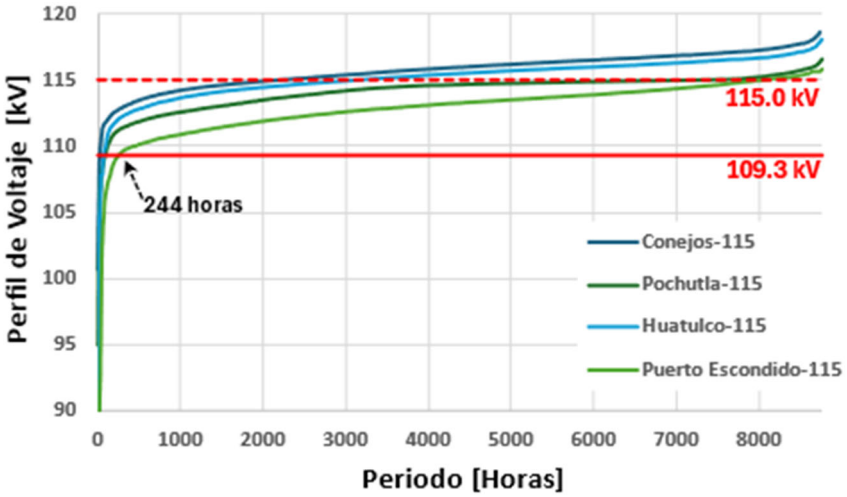


De acuerdo con registros históricos, durante el 2024, en las SE de 115 kV de la zona Huatulco se han presentado violaciones al -5% de la tensión nominal indicado en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN contenidos en el CdR, como puede observarse en la Figura 7.3.8, los perfiles de tensión han alcanzado niveles de hasta 90 kV al presentarse contingencias, además, de manera típica se ha operado por debajo de 109.3 kV como es el caso de la SE Puerto Escondido donde se han presentado violaciones al criterio por bajo voltaje

durante 244 horas, por último, puede notarse que esa misma SE ha operado 8,057 horas con tensiones menores a 115 kV, lo que muestra un deterioro en la calidad de voltaje para el Usuario Final en media y baja tensión.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose el proyecto, las SE en 115 kV de la RNT de la región se encontrarán operando fuera de sus Límites Operativos de tensión, aumentando la probabilidad de operar esquemas DAC por variaciones en el nivel de tensión tanto en SE de la zona de Oaxaca como de la Zona Huatulco. A su vez, debido al crecimiento natural de la demanda se estarían extendiendo las horas de riesgo y la carga afectada ante contingencia sencilla, también derivado de dicho incremento, las LT fuente a la región llegarían al punto de saturación, viéndose limitado el suministro, lo cual confirma la necesidad de contar con las Líneas de Transmisión del proyecto, las cuales representan fuentes para el suministro de energía en las zonas Oaxaca, Huatulco y la Costa Chica.

FIGURA 7.3.8. NIVEL DE TENSIÓN EN SE DE 115 KV DURANTE 2024



7.3.5. Incremento de capacidad de transmisión entre las regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coatzacoalcos, Temascal – Grijalva y Grijalva – Tabasco

Este proyecto con PEM M16-OR1 fue incluido en el PAMRNT 2017-2031 para garantizar capacidad suficiente de transmisión de energía eléctrica en la red troncal de 400 kV entre el sureste y el centro del país, mejorando las condiciones de confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica, considerando que en el Sureste se cuenta con las CH (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y las Centrales EO ubicadas en el Istmo de Tehuantepec. Esta generación se encuentra instalada en los estados de Chiapas y Oaxaca.

La fecha de Entrada en Operación Factible fue estimada por SENER para abril de 2020 de acuerdo con el oficio de instrucción de julio de 2017, para su construcción por parte de CFE. De acuerdo con última información proporcionada por la Transportista se reportó para este proyecto una Fecha de Entrada en Operación Factible para agosto de 2027, indicando se encuentra en etapa de proceso de decisión.

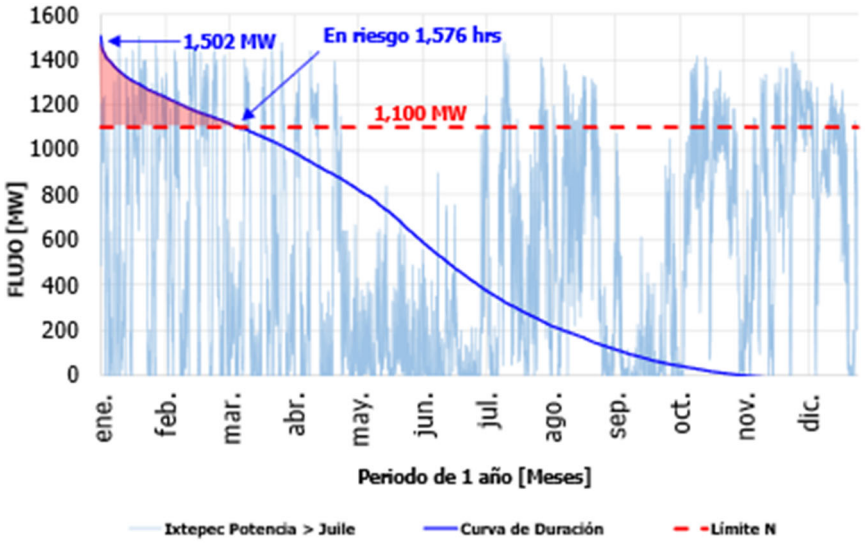
El proyecto consiste en el reemplazo de equipo terminal en SE (transformadores de corriente, trampas de onda y otros que se identifiquen) asociado a los dobles circuitos Juile – Ixtepec Potencia y Puebla II – San Lorenzo Potencia en 400 kV, para alcanzar un Límite Operativo de 1500 MVA, además del reemplazo de los capacitores serie existentes para llegar a una capacidad de 2000 Amperes, equivalente a 1386 MVA, en el doble circuito Ojo de Agua Potencia – Puebla II y Temascal II – Minatitlán II / Chinameca Potencia y para las LT del Corredor Manuel Moreno Torres – Juile y Malpaso – Juile.

La implementación de este proyecto permite eliminar la restricción de transmisión en los Corredores mencionados ante la condición de alta disponibilidad de generación de tipo EO e HI, buscando el máximo aprovechamiento de los recursos naturales renovables, con la finalidad de lograr competitividad durante el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica tanto en la región Sureste como en el Centro de la República Mexicana.

Actualmente, se presenta una restricción de transmisión en el corredor entre las SE Ixtepec Potencia hacia Juile en 400 kV, el límite establecido ante contingencia sencilla es de 1100 MW, que representa el Límite Operativo de flujo de potencia eléctrica al que puede operar una de las Líneas de Transmisión que componen dicho Corredor en caso de que se presente alguna contingencia y salga de operación.

De acuerdo con registros del flujo de potencia en el año 2024, el límite estuvo rebasado durante 1,576 horas (18 % del año), dicha condición mantuvo en riesgo la afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), cabe señalar que el impacto radica principalmente en las variaciones de frecuencia (baja frecuencia) derivadas de la desconexión de grandes bloques de generación en la zona y el amortiguamiento que presente el Sistema Eléctrico de Potencia al momento del evento, como puede observarse en la Figura 7.3.9 el pico máximo de transmisión alcanzado es de 1,502 MW, esto significa que con esta transmisión, ante la salida de una de las LT del corredor Ixtepec Potencia - Juile, se desconectará mediante los esquemas de tiro de generación (DAG) un monto aproximado de 502 MW para evitar que la LT en servicio opere a más de 1100 MW, lo cual puede impactará a la variación de frecuencia dependiendo de las condiciones de amortiguamiento en el sistema de potencia.

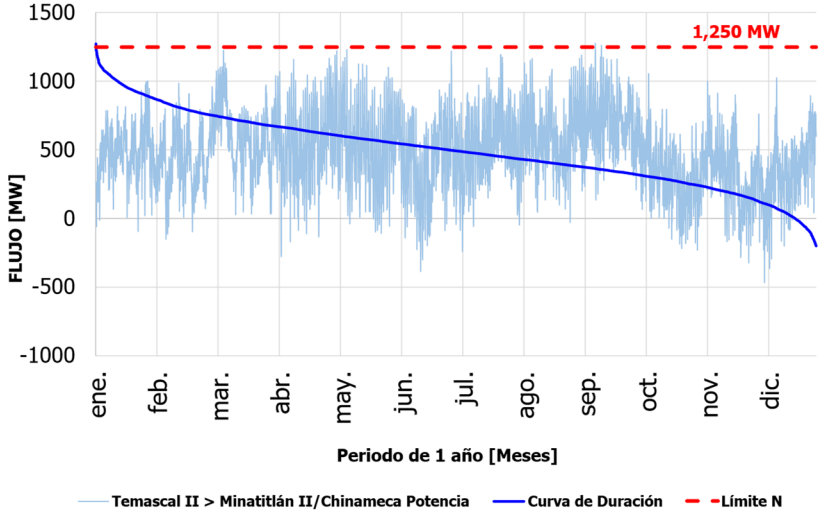
FIGURA 7.3.9. CURVA CARACTERÍSTICA DE FLUJO DE POTENCIA EN EL CORREDOR DE TRANSMISIÓN IXTEPEC POTENCIA > JUILE DURANTE 2024



Otra restricción corresponde a la transmisión entre las SE Temascal II hacia Minatitlán II y Chinameca Potencia, la cual mantiene un límite de flujo de potencia eléctrica ante contingencia sencilla de 1,250 MW, durante el 2024 el flujo en la compuerta se mantuvo cercano al límite, especialmente en los meses de abril y septiembre de 2024, tal como se muestra en Figura 7.3.10.

La importancia del Corredor de transmisión entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal radica en que conforma uno de las Compuertas de Flujo principales de la región Sureste de la República Mexicana, esta permite la transmisión de la generación producida por las CHI del estado de Chiapas, y en condiciones de baja o nula generación permite el suministro de energía eléctrica hacia el Sureste del país, siendo un factor adicional para considerar la incidencia de fallas que es frecuente, tal como se describe en Cuadro 7.3.4.

FIGURA 7.3.10. CURVA CARACTERÍSTICA DE FLUJO DE POTENCIA EN EL CORREDOR DE TRANSMISIÓN TEMASCAL II > MINATITLÁN II Y CHINAMECA POTENCIA DURANTE 2024



CUADRO 7.3.4. REGISTRO HISTÓRICO DE EVENTOS DE DISPARO Y SU DURACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CORREDOR ENTRE LAS REGIONES COATZACOALCOS – TEMASCAL

Número de eventos de disparo y tiempo total fuera de servicio						
Año	Minatitlán II A3T10 Chinameca Potencia		Chinameca Potencia A3260 Temascal II		Minatitlán II A3360 Temascal II	
	No. eventos	Tiempo fuera de servicio	No. eventos	Tiempo fuera de servicio	No. eventos	Tiempo fuera de servicio
2018	9	02:27:11	9	03:53:52	8	00:53:22
2019	1	00:02:02	7	00:25:21	8	00:27:54
2020	1	724:09:38	9	423:47:53	4	02:28:16
2021	7	29:38:35	12	00:53:45	11	01:47:51
2022	1	04:46:12	12	00:41:24	6	07:49:48
2023	4	04:08:24	3	00:09:10	8	00:43:18
2024	5	393:46:32	9	44:53:47	17	609:51:30
Total	**28**	**1158:58:34**	**61**	**474:45:12**	**62**	**624:01:59**

7.4. Impacto en la Gerencia de Control Regional Occidental

En el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, al cierre del PRODESEN 2024-2038, la SENER ha instruido la construcción de 38 obras de ampliación en la RNT, de las cuales únicamente 2 están completamente construidas y en operación, de un total de 26 que deberían estar en operación hasta el 2024, esto representa solo un 7% de cumplimiento de las obras instruidas para ese año, considerando las fechas necesarias de operación de cada proyecto, por lo que el impacto está directamente asociado a la posibilidad de abastecer la totalidad la demanda e inclusive detrimento de la Confiabilidad del SEN aunado a la afectación de la calidad del suministro eléctrico.

En promedio se tiene un retraso de aproximadamente 5.5 años, considerando la fecha necesaria de puesta en operación y la fecha de la emisión del presente documento, lo cual ha originado el diseño y aplicación forzada de estrategias operativas de segregación de Red Eléctrica en 69 kV, 115 kV e inclusive en 230 kV, con ello, el operar con grandes montos de carga con alimentación radial, implementación urgente de EAR para solventar problemáticas ante contingencia sencilla y la construcción de obras remediales para disponer de las mejores condiciones, con los recursos e infraestructura disponible de la RNT, para abastecer la totalidad de la demanda y en medida de lo posible dentro de los parámetros de calidad en el suministro eléctrico a los Usuarios Finales.

Derivado al retraso en la construcción y puesta en servicio de las obras instruidas, a partir de 2024, con la finalidad de evitar sobrecargas en los bancos de transformación (aún sin considerar la ocurrencia de la Contingencia Sencilla Más Severa) en las SE Guadalajara I, Guadalajara II, San Luis Potosí, La Pila, Villa de Reyes, San Luis de la Paz II, Santa Fe, Ciudad Guzmán y Acatlán, operan de manera radial permanentemente, es decir, con una sola fuente de alimentación que abastece montos de carga entre los 200 y 500 MW, lo que ha generado una disminución en la Confiabilidad del SEN, detrimento a la calidad del suministro de energía eléctrica, dificultad para autorizar el mantenimiento a los elementos que conforman la Red Nacional de Transmisión y costos operativos adicionales.

El retraso en la puesta en servicio de las obras también ha afectado la entrada en operación de proyectos a cargo de CFE-Distribución, ya que la RNT no cuenta con la suficiente capacidad para abastecer los incrementos de demanda pronosticados, algunos de estos proyectos dependen de más de una obra de expansión de la RNT. En el Cuadro 7.4.1, se muestra las obras de expansión de la RNT y la cantidad de proyectos que dependen de su construcción y puesta en servicio.

7.4.1. Zona León

Actualmente, se encuentran en operación parte de las obras del proyecto “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030. En el proyecto mencionado, se contempla el reemplazo de cuchillas en la SE León I debido al aumento en el nivel de cortocircuito en la zona. Sin embargo, este reemplazo aún no se ha llevado a cabo, lo que representa un riesgo, ya que, en caso de una falla cercana a la SE, el equipo podría sufrir daños por la alta corriente que circula durante dicha falla.

Adicionalmente a la problemática mencionada, a causa del aumento en la energía eléctrica transmitida por el enlace entre las regiones Aguascalientes y León, debido al incremento de generación de energía eléctrica en el norte del país, en conjunto con el crecimiento de la demanda en la zona León, se presenta una limitante para permitir la transmisión de energía eléctrica al centro del país, ocasionada por la saturación anticipada de los bancos de transformación de la SE León III, aumentando los costos de producción y riesgos operativos. En el 2024, los Transformadores 230/115 kV de la SE León III y León IV alcanzaron valores del 90 % de su capacidad, en condiciones de Red Eléctrica completa.

Sin embargo, se mantiene aplicada una estrategia operativa de segregación de red en 115 kV para evitar la sobrecarga de los bancos de transformación, por lo que operan de manera radial las SE León III y León IV, esto representa que se tiene el riesgo de afectación del suministro por un monto de al menos 200 MW.

CUADRO 7.4.1. OBRAS DE CFE-DISTRIBUCIÓN CONDICIONADAS

PEM	Proyecto	No. De proyectos	Capacidad MVA
P21-OC4	Incremento de transformación en la zona Querétaro	18	420
P21-OC8	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	15	380.6
P22-OC1	Atención al suministro en la zona Vallarta	12	310
P20-OC1	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	10	355
P20-OC2	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	9	184.975
P18-OC3	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	7	48.75
P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	7	180
P20-OC4	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	7	130
P24-OC3	Suministro de Energía para la Región Querétaro	7	180
P16-OC4	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	6	140
P18-OC8	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	6	180
P19-OC2	San José Iturbide Banco 4	6	80.625
P19-OC4	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	6	130
M19-TC1	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	4	37.5
P20-OC3	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	4	90
P21-OC2	Incremento de transformación en la zona Los Altos	4	100
P17-OC9	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	3	26.875
P24-OC2	Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato	3	70
P16-OC1	Guadalajara Industrial	2	80
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	2	40
P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	2	40
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	2	20
P21-OC1	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	2	60
P21-OC3	Soporte de tensión para la zona Minas	2	40.625
P21-OC7	Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	2	40
P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato	2	30
P22-OC3	Compensación reactiva para la zona Santiago	1	20.6
P24-OC1	Aumento de la transformación de la zona Morelia	1	30

Para evitar que los Transformadores de la zona León limiten la capacidad de transmisión, se considera el proyecto “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III”, instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032, cuya fecha factible de entrada en operación se había considerado para abril de 2022, pero de acuerdo con la información más reciente de la Transportista, actualmente tiene fecha de término para marzo de 2028, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

En el Cuadro 7.4.2 se muestra la ENS estimada por la transformación 230/115 kV de la zona León. En la Figura 7.4.1 se muestran curvas de duración de carga reales y estimadas para el LNC-AT01.

En la zona también se cuenta con problemáticas en la Red Eléctrica de 115 kV, particularmente el enlace entre la zona León e Irapuato, donde se presenta sobrecarga en la LT Silao-73800-Los Sauces y bajos voltajes ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa (CSS) en condiciones de alta demanda, esto debido a su baja capacidad de transmisión de energía eléctrica, ya que es una Línea de Transmisión antigua, de calibre de conductor 266 kcmil tipo ACSR y además tiene tramos en los cuales se encuentra invadido su derecho de vía.

Por lo anterior y considerando el incremento en el crecimiento pronosticado en el PDS 2025-2039, se estima que, a partir del año 2024 no se soporte la ocurrencia de la CSS en esta zona y sea necesario el corte de carga manual. Para solventar la problemática mencionada, la SENER instruyó en el PAMRNT 2021-2035 el proyecto "P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión de la Red Eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato", propuesto con fecha factible de entrada en operación abril de 2025, sin embargo, en la última información proporcionada por CFE indica que la nueva fecha de entrada en operación corresponde a diciembre de 2028, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR, además esta situación de retraso impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga, a menos que se requieran al solicitante del Centro de Carga obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT, ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

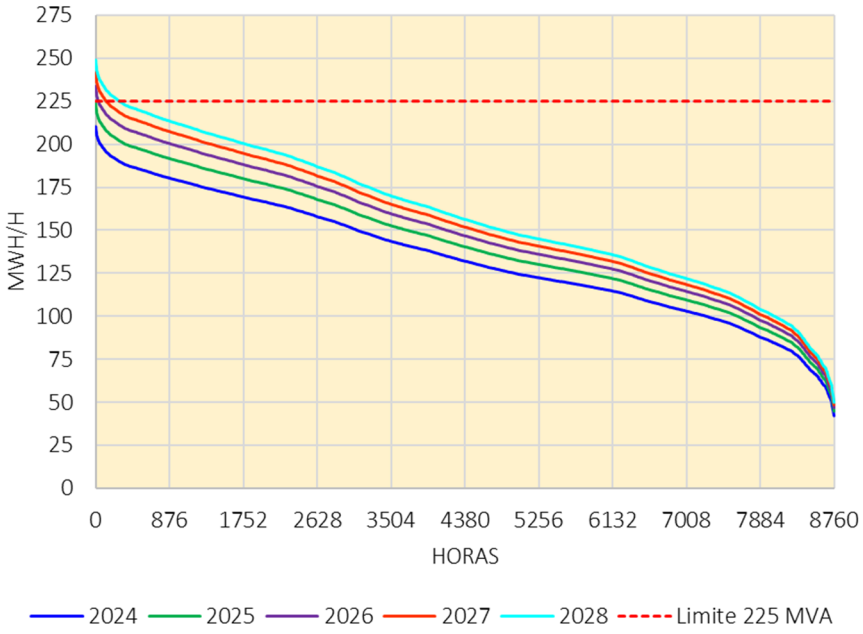
Este proyecto aún se encuentra en análisis por la Transportista, de acuerdo con la última información de actualización proporcionada, sobre las fechas de entrada en operación factibles y estatus de cada obra incluida en el PLADESE.

CUADRO 7.4.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA LEÓN EN 230/115 KV

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	93.15	93.15	30.00
2027	654.58	747.72	121.00
2028	1,966.16	2,713.89	279.00

En caso del diferimiento del proyecto

FIGURA 7.4.1. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LEÓN IV AT-01



7.4.2. Zona Querétaro

La zona Querétaro abastece principalmente corredores industriales y desarrollos residenciales. La zona se alimenta por SE con bancos de transformación 230/115 kV, entre ellas la SE Querétaro I con dos bancos de 225 MVA de capacidad cada uno, la SE Querétaro Potencia con dos bancos de 225 MVA y la SE Conín con un banco de 225 MVA. De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga, a menos que se requieran al solicitante del mismo Centro de Carga obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAMRGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

El Transformador de 225 MVA en la SE Querétaro Potencia parte de la obra “P17–OC10 Querétaro Potencia Banco 4” se encuentra en operación desde diciembre de 2024 ayudando a disminuir el flujo en toda la transformación 230/115 kV de la zona Querétaro. Sin embargo, aún no se han realizado el remplazo de equipo en SE para mitigar el incremento del nivel de cortocircuito, lo que deja en riesgo ante una falla cercana a la SE ya que se pudiera producir daño en los equipos debido a que su capacidad interruptiva se encuentra sobrepasada.

Referente al proyecto “P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)” propuesto en el PAMRNT 2017 – 2031, el 21 de noviembre de 2022 entró en operación, como obra temporal remedial, un banco de 225 MVA de capacidad formado por las fases de reserva 230/115 kV de 75 MVA de las SE Querétaro I, Querétaro Potencia y Conín con el objetivo de seguir abasteciendo la creciente demanda de la zona Querétaro; una vez que el proyecto instruido se materialice, las fases de reserva se regresarán a las SE de origen, se informó que cuenta con fecha de término de obra para diciembre de 2025. La Transportista informa que ambos proyectos se encuentran en construcción/ejecución.

Para atender el suministro de la demanda pronosticada de la zona y capital del estado de Querétaro, se propuso a mediano plazo en el PAMRNT 2021–2035 el proyecto “P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro” que ha sido instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación para abril de 2026, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2028, sin el cual no se tendría la infraestructura adecuada para atender los futuros Centros de Carga e incrementos de demanda de las actuales SE. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista. Es importante destacar que 18 proyectos de transformación a media tensión para un total de 420 MVA, presentados por la División de Distribución Bajío, están condicionados a la entrada en operación de este proyecto para cumplir con la Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico.

En el Cuadro 7.4.3 se muestra un resumen de la ENS en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio el proyecto “P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro”.

En la Figura 7.4.2 se muestran las curvas de duración de carga, estimadas y ajustadas con la entrada en operación del AT-04 de la SE Querétaro Potencia, del banco de transformación 230/115 kV (225 MVA) QRO-AT01 incluyendo las proyecciones de carga hasta el 2028.

Incluido a la problemática anterior, se tiene una gran cantidad de Centros de Carga proyectados a instalarse en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro en el corto y mediano plazo (716 MW en total) y el incremento de transformación a media tensión para suministro de carga de desarrollo normal (540.625 MVA), en el Cuadro

7.4.4 se muestra un resumen de las cargas solicitadas por SIASIC (con contrato de conexión formalizado) y el aumento en los bancos de transformación de distribución.

Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del Solicitante, de gran escala y complejidad.

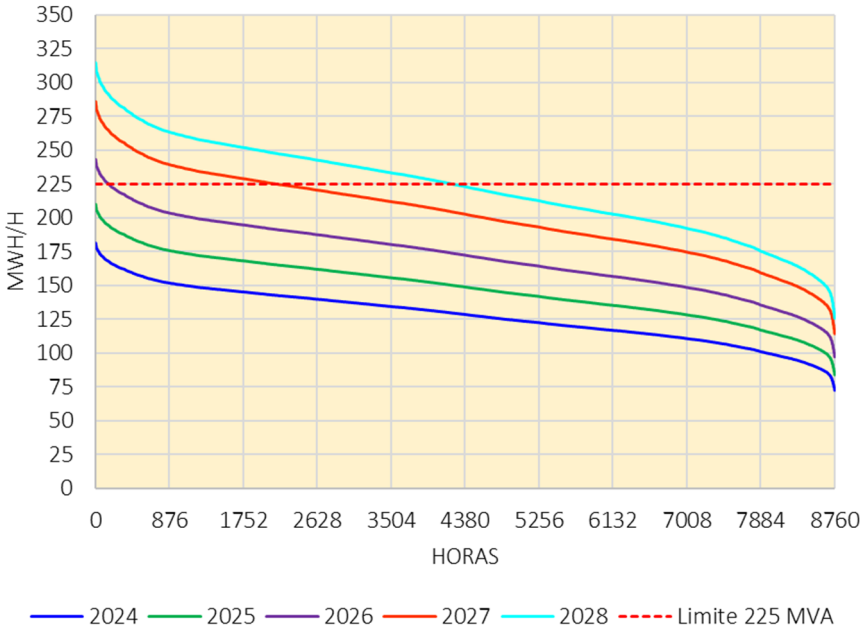
CUADRO 7.4.3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA QUERÉTARO

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	944.95	944.95	156.00
2027	33,297.37	34,242.32	2,153.00
2028	109,521.49	143,763.81	4,229.00

En caso del diferimiento del proyecto

En el 2024 se propuso a mediano plazo en el PAMRNT 2024–2038 el proyecto “P24-OC3 Suministro de energía para la región Querétaro” que ha sido instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación para junio de 2027, con la finalidad de tener la infraestructura eléctrica necesaria para cumplir con la política energética Nacional y dar atención al crecimiento de la demanda y solicitudes de conexión de Centros de Carga que impactan a la Red Eléctrica de que suministra energía eléctrica al estado de Querétaro.

FIGURA 7.4.2. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE QUERÉTARO I AT-01



CUADRO 7.4.4. CENTROS DE CARGA PREVISTOS EN LA ZONA QUERÉTARO

	SIASIC/1		Distribución/2	
Año	Capacidad (MW)	No. proyectos	Capacidad (MVA)	No. proyectos
2024-2031	716	24	540.625	24

/1 Solicitudes de Conexión
/2 PDS

Considerando la topología de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro, existen contingencias críticas de Líneas de Transmisión que producen bajos perfiles de tensión por debajo del Límite Operativo (0.95 pu), principalmente en los Corredores de transmisión Querétaro I – San Ildefonso, Querétaro I – Conín, Querétaro I - Buenavista y Conín – San Ildefonso (adicionalmente se presenta sobrecarga de la LT San Ildefonso – 73150 – Marqués Oriente), llegando a ser necesarios cortes de carga ante la ocurrencia de la contingencia sencilla desde el año 2024, ver Cuadro 7.4.5. Para solventar esta problemática la SENER instruyó el proyecto "P16-OC4 Línea de Transmisión Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac" con fecha factible de entrada en operación para abril de 2020, actualmente con fecha de término de obra para mayo de 2026, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

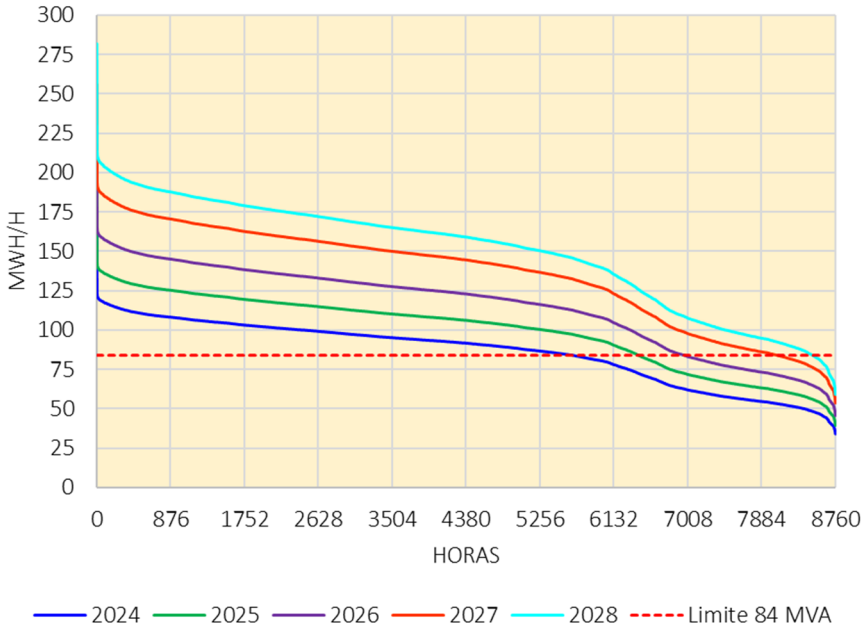
CUADRO 7.4.5. RIESGO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA

Año	ENS máxima (MWh)	Horas fuera de límite	% del año fuera de límite
2024	78.46	5,649	64%
2025	104.13	6,425	73%
2026	133.83	6,967	79%
2027	172.08	8,071	92%
2028	197.81	8,490	97%

En caso del diferimiento del proyecto

Por otra parte, al occidente de la ciudad de Querétaro, se ubica el Corredor Querétaro I – Querétaro Potencia en 115 kV, en el que, ante contingencia sencilla, se presentan diversas sobrecargas en Líneas de Transmisión, donde la más severa se presenta en la LT Querétaro Sur – 73720 – Querétaro Potencia, limitando así, la capacidad de suministro a las SE que conforman el Corredor. Desde el 2022, se han presentado demandas que superan el límite de seguridad calculado y, por lo tanto, en caso de existir una contingencia en el corredor, se tendrá una sobrecarga e inclusive la posibilidad de un disturbio de alta relevancia en cascada, que afecte la totalidad del suministro de la zona eléctrica. Para atender esta problemática se propuso en el PAMRNT 2021 – 2035 el proyecto "P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro", instruido por la SENER en 2021 y con fecha factible de entrada en operación actualizada para mayo de 2027. Este proyecto se encuentra en proceso de decisión, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

FIGURA 7.4.3. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DEL CORREDOR CONÍN-SAN ILDEFONSO

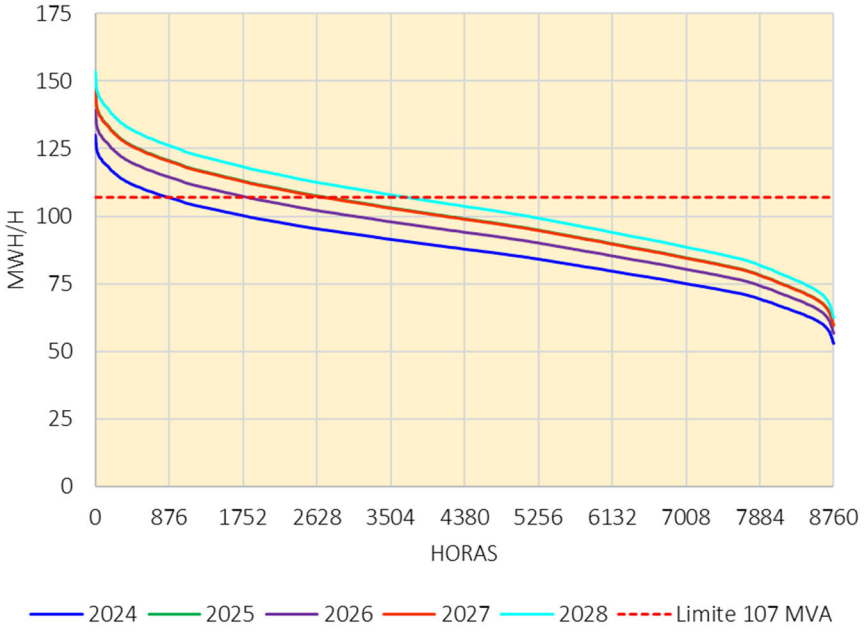


CUADRO 7.4.6. RIESGO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA

Año	ENS máxima (MWh)	Horas fuera de límite	% del año fuera de límite
2024	23.08	863	10%
2025	39.75	2,741	31%
2026	32.34	1,800	20%
2027	39.46	2,689	31%
2028	46.56	3,692	42%

En caso del diferimiento del proyecto

FIGURA 7.4.4. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DEL CORREDOR QUERÉTARO I – QUERÉTARO POTENCIA



7.4.3. Zona Irapuato

La ciudad de Irapuato se encuentra alimentada a través de los Transformadores 230/115 kV de la SE Irapuato II (3x100 MVA) y del Transformador 400/115 kV (375 MVA) de la SE Las Fresas. En la Red Eléctrica de 115 kV se encuentran industrias importantes como las siderúrgicas Cifunsa y Evercast, además de distintos parques industriales.

Ante la indisponibilidad o falla del Transformador de la SE Las Fresas se tendría un flujo superior al límite térmico de las LT's Irapuato II-Irapuato I (73590/73600), pudiendo ocasionar una salida en cascada que derive en pérdida de carga de la zona Irapuato, ya que el flujo a través de las Líneas de Transmisión mencionadas incrementa 2.3 veces respecto al flujo en condiciones de Red Eléctrica completa.

Considerando el flujo transmitido a través de las LT 73590 y 73600 y basado en las indisponibilidades presentadas en el 2024 de las LT 73590, 73600 y del T-01 de la SE Las Fresas, así como en el crecimiento esperado de la Zona Irapuato, se prevé que a partir del 2025 se presenten sobrecargas ante contingencia sencilla en las LT 73590 y 73600, ver Figura 7.4.5.

Para solventar esta problemática se propuso la repotenciación de dichas LT dentro del proyecto "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)", instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2021, actualmente con fecha de término actualizada para diciembre de 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. La Transportista informa que se encuentra en proceso de construcción.

Debido al incremento esperado en la demanda de la zona Irapuato, en 2022 se propuso el proyecto “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato” que fue instruido en junio del mismo año con fecha factible de entrada en operación de marzo de 2026, actualmente con fecha de término para enero de 2028 y tiene como función principal eliminar el riesgo de sobrecarga en la transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II, ante la contingencia del banco de transformación 400/115 kV (375 MVA) de la SE Las Fresas.

En la Figura 7.4.6 se observa que a partir de 2025 en los puntos de máxima demanda se presenta sobrecarga en los transformadores de la SE Irapuato II.

FIGURA 7.4.5. FLUJO EN 2024 DE LA LT IRAPUATO II – 73600 – IRAPUATO I

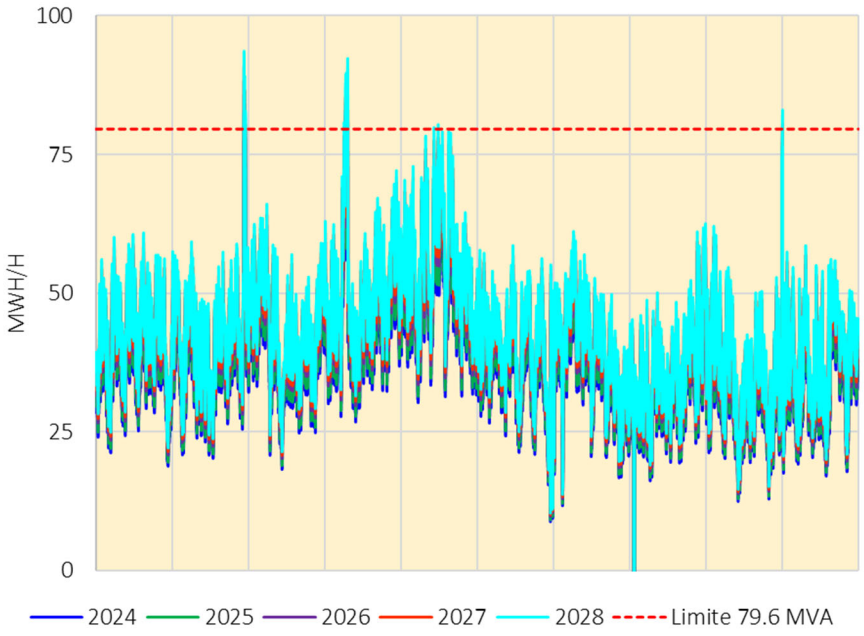
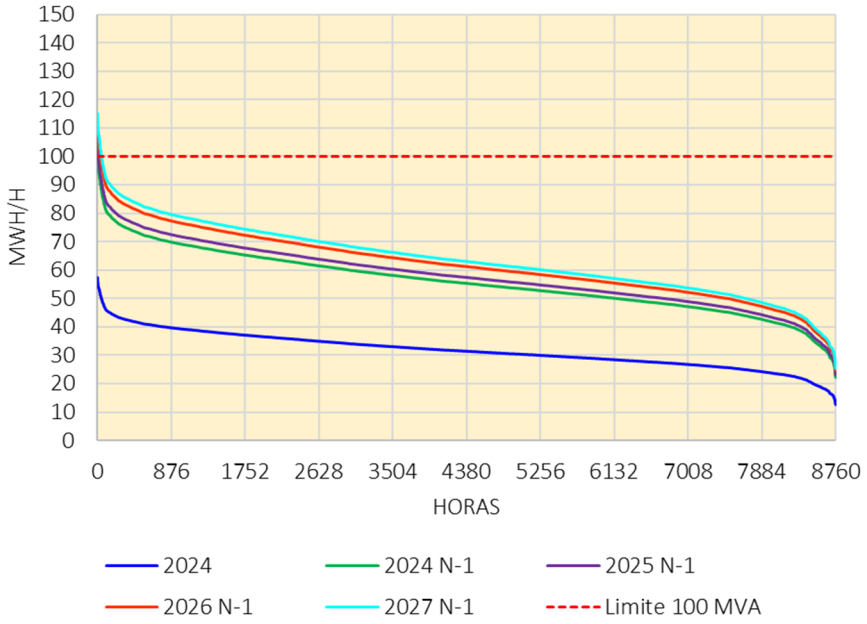


FIGURA 7.4.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE IRAPUATO II AT-01



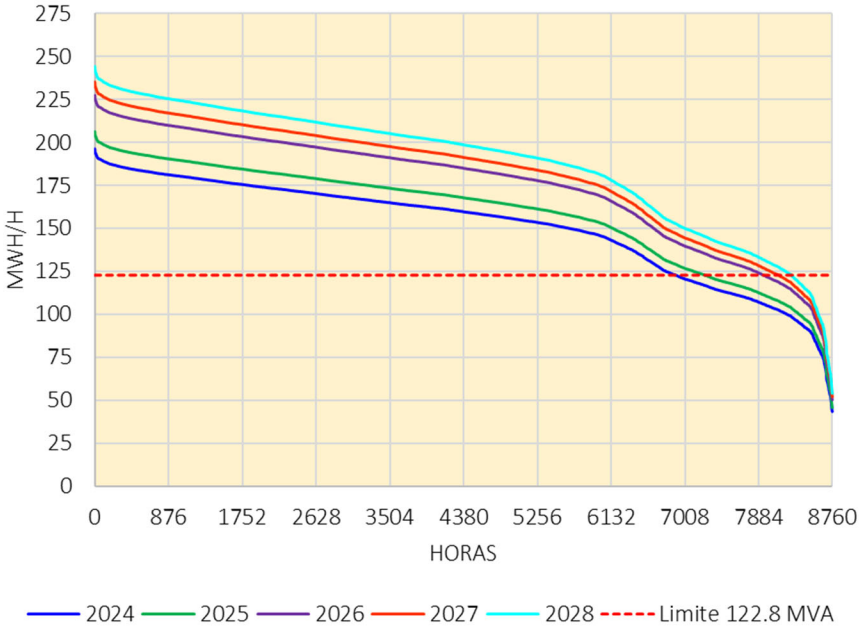
Al norte de la ciudad de Irapuato, se encuentra la zona industrial del Puerto Interior, donde el alto crecimiento de la demanda industrial provoca que, ante la pérdida de elementos de la Red Eléctrica de 115 kV, se sobrecarguen Líneas de Transmisión, se tengan bajos perfiles de tensión y pueda ser necesario el corte del suministro eléctrico de la zona. A partir del 2021, ante contingencia de Línea de Transmisión en condiciones de alta demanda en la zona de Puerto Interior, se podrían presentar sobrecargas en las Líneas de Transmisión restantes que alimentan dicha zona y en condiciones de Red Eléctrica completa, en escenarios de demanda máxima, se tengan valores por debajo de 0.95 pu. en los niveles de tensión, lo que adicionalmente limita los periodos en el año donde se pueden autorizar mantenimientos a las Líneas de Transmisión.

CUADRO 7.4.7. RIESGO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA

Año	ENS máxima (MWh)	Horas fuera de límite	% del año fuera de límite
2024	73.53	6,897	79%
2025	83.57	7,243	82%
2026	104.69	7,940	90%
2027	112.45	8,121	92%
2028	121.45	8,271	94%

En caso del diferimiento del proyecto

FIGURA 7.4.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DEL CORREDOR SILAO POTENCIA – PUERTO INTERIOR



Adicionalmente, por el alto crecimiento de consumo de energía eléctrica de la zona, se ha visto un incremento en el flujo de energía que circula a través de los Transformadores de la SE Silao Potencia, los cuales abastecen la zona de Puerto Interior, llegando a valores superiores del 90% de su capacidad en el año 2024.

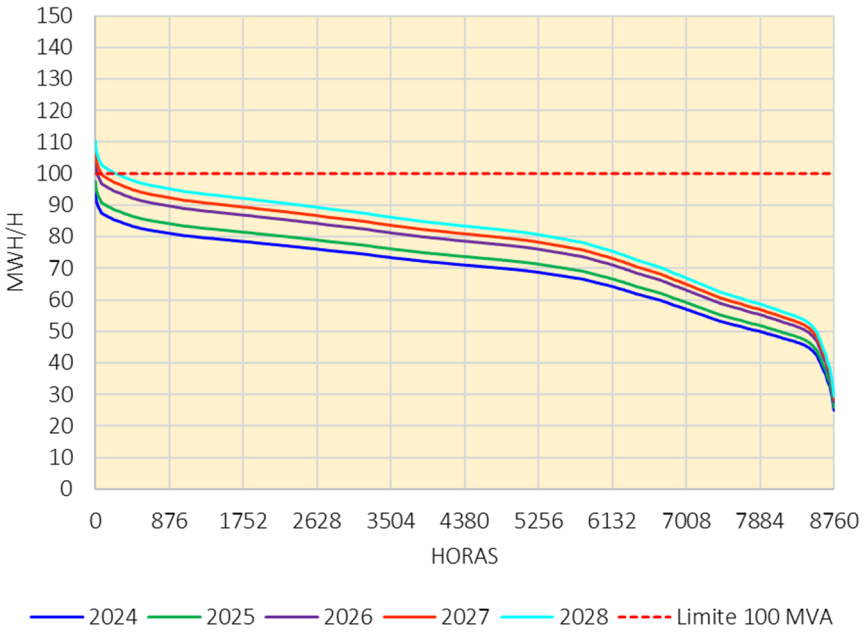
Para incrementar la Confiabilidad de la zona industrial se considera el proyecto "P17-OC7 LT Silao Potencia-Las Colinas" propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para marzo de 2027, y "P24-OC2 Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato" propuesto en el PAMRTN 2024 – 2039 con fecha factible de entrada en operación abril de 2029, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2027, del cual se propone cambio de metas físicas en este ejercicio de planeación derivado de que el proyecto "P17-OC7 LT Silao Potencia-Las Colinas" propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril de 2022 tuvo un incremento sustancial en los costos definidos por el transportista para su construcción. El retraso en las fechas de entrada en operación de los proyectos incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

CUADRO 7.4.8. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA DE PUERTO INTERIOR

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	32.59	32.59	23.00
2027	160.73	193.32	66.00
2028	603.60	796.92	244.00

En caso del diferimiento del proyecto

FIGURA 7.4.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE SILAO POTENCIA AT-01



7.4.4. Zona Metropolitana de Guadalajara

La Red Eléctrica de 69 kV del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG) es alimentada principalmente por las SE Guadalajara I, Guadalajara II, Atequiza y Acatlán, sin embargo, debido a que el crecimiento de complejos habitacionales y los asentamientos industriales se han concentrado principalmente en la zona que alimentan las SE Guadalajara I y Guadalajara II, la carga ha incrementado de manera considerable. De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga, a menos que se requieran al solicitante del mismo Centro de Carga obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

Actualmente se implementan Estrategias Operativas de segregación de la red, para disminuir (el mayor tiempo posible) el flujo de la Transformación 230/69 kV de la SE Guadalajara II y evitar que se presenten niveles de carga superiores al 100 % de su capacidad nominal, esto en condición normal sin considerar la ocurrencia de la CSS.

Durante el año 2024 los Transformadores 230/69 kV (2x125 MVA) de la SE Guadalajara I alcanzaron flujos máximos de 98.6% de su capacidad nominal, mientras que los de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 97% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa, dicha condición aunada al incremento de demanda orilló a segregar Redes Eléctricas de 69 kV y cambio de topología en la Red Eléctrica de 230 kV.

Ante la contingencia de uno de los transformadores de la SE Guadalajara I o Guadalajara II, se tiene el riesgo de flujos superiores al 100 % de su capacidad y el probable corte de carga, debido a la segregación de la red de 69

kV mencionada para evitar la sobrecarga de los Transformadores en condiciones de Red Eléctrica completa, por ende se operan grandes bloques de energía eléctrica dependientes de una sola fuente de alimentación, esta condición esta fuera de lo considerado en el diseño y planeación de la Red Eléctrica, sin embargo, la estrategia operativa de segregar Redes Eléctricas ha sido la más efectiva para mantener el total del suministro eléctrico, considerando los elementos disponibles e instalados en la RNT de la zona en cuestión.

La condición mencionada genera problemas en la flexibilidad operativa de la transformación 230/69 kV de las SE Guadalajara I y Guadalajara II, complicando el mantenimiento programado y de emergencia para los Transformadores. A su vez, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la red implican requerir Obras de Refuerzo a costa del solicitante, de gran escala y complejidad.

En el Cuadro 7.4.9, se muestra un resumen de la ENS en la SE Guadalajara I en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio la obra "P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2", instruida por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2019, actualmente con fecha de término de obra para junio de 2026, siendo la obra con más tiempo de retraso que aún no se encuentra en fase de construcción en el ámbito de la GCROC. Se prevé la posibilidad de instalación de un Transformador móvil de 230/23 kV en la SE Guadalajara I, a manera de obra remedial y temporal, para el año 2025 con la finalidad de evitar el corte de carga en la temporada de alta demanda, dicha estrategia emergente dependerá de la disponibilidad del Transformador móvil que pueda instalar la Transportista.

Mientras que en el Cuadro 7.4.10 se indica la ENS en la SE Guadalajara II, SE que se ve más afectada por los retrasos en el proyecto "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)" instruida en febrero de 2021 por la SENER, y propuesto en el PAMRNT 2020 – 2034 con fecha factible de entrada en operación abril de 2025, actualmente con fecha de término de obra para noviembre de 2027, dicho proyecto se encuentra en proceso de decisión por parte de CFE.

CUADRO 7.4.9. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA SE GUADALAJARA I

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	106.53	106.53	36.00
2026	281.73	388.27	74.00
2027	540.87	929.13	135.00
2028	889.16	1,818.30	190.00

En caso del diferimiento del proyecto

CUADRO 7.4.10. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA SE GUADALAJARA II

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	870.82	870.82	359.00
2026	4,643.78	5,514.60	1,134.00
2027	8,009.78	13,524.37	1,681.00
2028	11,899.09	25,423.46	2,188.00

En caso del diferimiento del proyecto

Por la tasa de crecimiento en la demanda de la zona, se ha identificado la necesidad de incrementar la capacidad de Transformación 400/230 kV que abastece la ZMG a mediano plazo.

Basado en el crecimiento esperado para el 2026 de la ZMG, se estima que se presenten sobrecargas permanentes en los Transformadores 400/230 kV ante indisponibilidad de alguno de ellos. Para evitar esta condición, se propuso el proyecto "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)" en el PAMRNT 2020 – 2034, el cual se instruyó por la SENER en febrero de 2021, con fecha estimada por la Transportista la entrada en operación para abril de 2026, actualmente con fecha de término de obra para marzo de 2027. Es importante destacar que 10 proyectos de transformación a media tensión para un total de 355 MVA, presentados por la División de Distribución Jalisco, están condicionados a la entrada en operación de este proyecto para cumplir con la Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico.

Aunado a la problemática para satisfacer la creciente demanda de la ZMG, el consumo de potencia reactiva en los próximos años está ocasionando una disminución general en el perfil de tensión de la Red Eléctrica de 230 kV y 69 kV. Esta problemática se incrementa ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión, llegando a niveles de voltaje por debajo del Límite Operativo, ocasionando afectaciones en procesos industriales y degradación en la Calidad del suministro eléctrico.

Considerando el pronóstico de crecimiento de la ZMG, desde el año 2022 se estuvo en riesgo de presentar afectaciones por bajo nivel de voltaje ante contingencia de elementos en la Red Eléctrica de 69 kV. El proyecto "P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara" instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril de 2021, actualmente con fecha de término de obra para septiembre de 2026, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del solicitante, de gran escala y complejidad.

7.4.5. Zona San Luis Potosí

La zona sur de San Luis Potosí es alimentada por dos SE a través de bancos de transformación 230/115 kV, una de ellas es la SE San Luis Potosí con dos Transformadores de 100 MVA cada uno y la otra es la SE La Pila con un Transformador de 225 MVA; las cuales alimentan gran parte de la carga industrial y residencial de la ciudad de San Luis Potosí. De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga a menos que se requieran al solicitante del Centro de Carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

Durante el 2024 cada Transformador de la SE San Luis Potosí alcanzó flujos superiores al 90% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa; a su vez el Transformador de la SE La Pila alcanzó un flujo máximo de 92% de su capacidad nominal, tomando en cuenta que se vio en la necesidad de la aplicación de Estrategias Operativas de segregación de la Red Eléctrica, implementación de EAR y con ello evitar sobrecargas en Estado Operativo Normal, sin considerar la ocurrencia de la CSMS. Adicionalmente, ante la contingencia de cualquiera de los Transformadores mencionados anteriormente será necesario el corte de carga manual o automático para evitar un colapso del suministro de la zona en cuestión.

Desde el 2020 se aplicó como Estrategia Operativa unir las LT Parque Solar Santiago Maniobras – 93340 – San Luis Potosí y San Luis Potosí – 93690 – El Potosí, con el fin de evitar una sobrecarga en los AT 230/115 kV de la SE

San Luis Potosí. Sin embargo, durante el 2024 ya no fue suficiente dicha estrategia, por lo que se segrego de manera permanente la red de 115 kV, operando de manera radial los Transformadores de las SE San Luis Potosí y La Pila.

En el Cuadro 7.4.11 se muestra un resumen de la ENS en condición de Red Eléctrica completa, mientras no esté en servicio la obra "P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3" propuesta en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2020, actualmente con fecha de término de obra para octubre de 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Debido a que actualmente ya se encuentra segregada la Red Eléctrica de 115 kV se estima que sea necesario el corte de carga para el 2025.

Adicionalmente, debido al alto crecimiento en la demanda, para evitar la saturación del Transformador de la SE La Pila, la SENER instruyó el proyecto "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí", propuesto en el PAMRNT 2020 – 2034 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2025, actualmente con nueva fecha de término de obra para abril de 2029. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

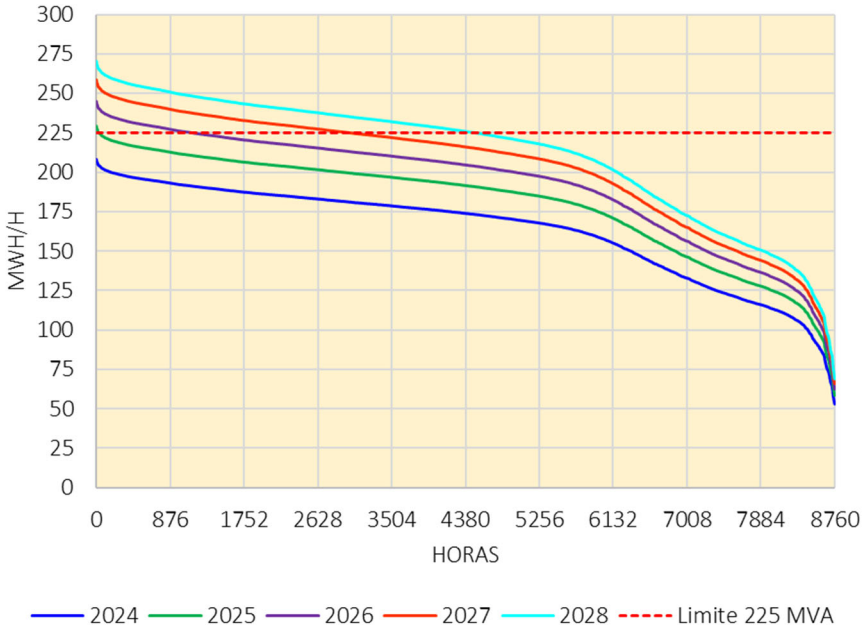
CUADRO 7.4.11. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA SAN LUIS POTOSÍ (RED SEGREGADA)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	50.91	50.91	34.00
2026	6,617.01	6,667.93	1,135.00
2027	32,366.58	39,034.51	3,002.00
2028	72,387.83	111,422.34	4,490.00

En caso del diferimiento del proyecto, valores futuros estimados

En la Figura 7.4.9, se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV de la SE La Pila, que es el primer elemento que alcanza saturación y dejaría de suministrar energía eléctrica.

FIGURA 7.4.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LA PILA AT-01



Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del Solicitante, de gran escala y complejidad.

7.4.6. Zona Ixmiquilpan

La zona Ixmiquilpan es alimentada por la SE Zimapán 230/115 kV con un Transformador de 100 MVA, la cual alimenta los poblados de Zimapán e Ixmiquilpan situados en el estado de Hidalgo; así como el sistema de bombeo de agua potable hacia la ciudad de Santiago de Querétaro.

Debido a que el Transformador se encuentra ubicado en un sitio de difícil acceso y en condiciones de humedad, se dificulta y encarece su mantenimiento, todo ello deriva en que sea un equipo con alto índice de indisponibilidad, ya sea por falla o por mantenimiento. Adicionalmente, el devanado terciario del autotransformador se utiliza para alimentación de servicios propios de la C.H. Zimapán, por lo que tiene limitada su capacidad de 100 MVA, como nominal, a 90 MVA con la finalidad de evitar sobrecargas si en determinado momento el terciario es la única fuente de alimentación para los servicios de la CE.

Ante la contingencia del Transformador mencionado anteriormente se tiene afectación del total de la carga de la zona, pudiendo recuperar parte de esta a través de la compuerta de flujo en 115 kV hacia la SE Boquilla. Sin embargo, debido a la cargabilidad de la Red Eléctrica no se podrá lograr el suministro total de la energía eléctrica necesaria en la SE Acueducto provocando intermitencias en el bombeo de agua potable; además de presentarse perfiles bajos de tensión, reduciendo así, la Confiabilidad y posibilidad del Suministro Eléctrico.

En el mes de octubre de 2020, para poder realizar mantenimiento mayor al Zimapán AT-04, se realizó el traslado de un banco de capacitores hacia la SE Boquilla, esto para evitar los problemas de bajas tensiones principalmente en la SE Acueducto.

En enero de 2021 se realizó el mantenimiento mencionado del Zimapán AT-04, por lo que estuvo indisponible durante 14 días. Se logró mantener un perfil de tensión en la zona para abastecer la carga de la zona Ixmiquilpan. Sin embargo, se tuvo que racionar el bombeo de agua a la ciudad de Querétaro ya que no se tenía la capacidad de conectar la totalidad de las plantas de bombeo de la SE Acueducto.

Durante el año 2023, aun cuando no se presentaron fallas o mantenimientos en el Zimapán AT-04, derivado a que se debe operar la Red Eléctrica de manera radial, se presentaron pérdidas de carga ante distintas fallas de Líneas de Transmisión y una falla en el bus de 115 kV de la SE Zimapán.

Finalmente, en 2024, en el mes de febrero se presentó una falla en el en el Zimapán AT-04 afectando 51 MW en las SE Zimapán, Humedades y Acueducto aproximadamente durante 4 horas, ya que el restablecimiento del suministro eléctrico, si y solo si depende de la disponibilidad de dicho Transformador.

En el Cuadro 7.4.12 se muestra un resumen de la indisponibilidad del Zimapán AT-04, desde el año 2013 al año 2024, donde únicamente en 2023 no se presentó ninguna indisponibilidad del transformador.

Para solventar la problemática indicada, se propuso en PAMRNT 2017 – 2031 el proyecto “P17-OC5 Valle de Mezquital”, instruido por la SENER en 2018 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para marzo de 2029, donde la Transportista informa que este proyecto aún se encuentra en análisis, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

CUADRO 7.4.12. INDISPONIBILIDAD DEL ZIMAPÁN AT-04

Año	Número de fallas	Tiempo de indisponibilidad
2013	3	420 minutos (7 horas)
2014	1	22 minutos
2015	2	378 minutos (6 horas 18 minutos)
2016	1	Falla Transitoria, 1 minuto
2017	2	292 minutos (4 horas 52 minutos)
2018	3	827 minutos (13 horas 47 minutos)
2019	4	1569 minutos (26 horas 9 minutos)
2020	1	201 minutos (3 horas 21 minutos)
2021	1*	20,160 minutos (14 días)
2022	0	Mantenimiento programado, sin afectación.
2023	0	---
2024	1	259 minutos (2 horas 19 minutos)

* Mantenimiento mayor

7.4.7. Zona Uruapan – Apatzingán

La Red Eléctrica de las zonas Uruapan (115 kV) y Apatzingán (69 kV) está compuesta de largas Líneas de Transmisión y con muchos años de vida útil, lo que ocasiona que se presenten bajos perfiles de tensión en las SE más lejanas, teniendo como principal fuente de alimentación la LT Carapan Potencia – 93390 – Uruapan Potencia y la generación HI instalada en la zona.

Las CE Cóbano (2x30 MW), Cupatitzio (2x40 MW) y Chilatán (1x19 MW) tienen un despacho típico de la mitad de su capacidad, ya que depende principalmente al uso del agua que se programe para el riego en la región y a los niveles de operación que se tengan en las presas, por los escurrimientos que se hayan presentado.

Para solventar la problemática se habilitaron en 2021 Esquemas de Protección de Sistema de corte de carga por bajo voltaje, requerimiento que se incrementará en el 2024 para evitar el colapso de tensión de la zona.

Considerando el incremento de demanda en las zonas Uruapan y Apatzingán se identificó que es necesario la inclusión de una nueva fuente de alimentación para la zona, ya que, con la Red Eléctrica actual, solo es posible suministrar 205 MW para evitar el colapso de tensión en la zona, esto ante la ocurrencia de la contingencia de algún elemento y 246 MW en condiciones de Red Eléctrica completa, considerando que la instalación de compensación reactiva adicional ya no es suficiente para solventar la problemática de tensión, por ende, tanto en estado normal como ante fallas, la calidad del suministro eléctrico se degradará más allá a lo establecido en el Código de Red. Adicionalmente, debido a la topología de la Red Eléctrica, ante contingencia de elementos de transmisión, la zona se vuelve radial provocando incremento en el flujo de los autotransformadores que la alimentan.

Tomando en cuenta el crecimiento del área de influencia desde el año 2022 la zona se encuentra en riesgo de colapso de tensión en condiciones de Red Eléctrica completa. Para incrementar la Confiabilidad de la zona, se considera el proyecto “P18-OC4 Expansión Zonas Uruapan-Apatzingán” instruido por la SENER y propuesto en PAMRNT 2018 – 2032, con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para marzo de 2028, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

7.4.8. Zona San Luis de la Paz

La zona San Luis de la Paz es alimentada por dos SE con bancos de transformación 230/115 kV, la SE San Luis de la Paz II con tres Transformadores de 100 MVA, cada uno y la SE Santa Fe con un AT de 225 MVA. Durante el 2024 los Transformadores de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 97.04 % y en la SE Santa Fe de 93.7% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa. Sin embargo, se ha tenido que segregar la Red Eléctrica de 115 kV de la zona como Estrategia Operativa para evitar una sobrecarga. Ante la contingencia de la LT Las Delicias – Santa Fe, la SE Santa Fe queda alimentada desde la SE Querétaro I, lo que ocasiona que el Transformador de la SE Santa Fe disminuya la carga que suministra y eso se refleje en la transformación de la SE San Luis de la Paz II, provocando que se sobrecarguen sus Transformadores. De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos centros de carga a menos que se requieran al solicitante del centro de carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAMRGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia

RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

En el Cuadro 7.4.13 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa, considerando que se encuentra aplicada la Estrategia Operativa mencionada, mientras no esté en servicio el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4", instruida por la SENER y propuesto en PAMRNT 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2024, actualmente con fecha de término de obra para febrero de 2028, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR, este proyecto aún se encuentra en proceso de decisión, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

En la Figura 7.4.10 se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV de la SE Santa Fe, es importante mencionar que los flujos alcanzados no llegan al 100 % de la capacidad nominal del Transformador, gracias a las Estrategias Operativas que se implementan en campo. Sin embargo, dichas estrategias ponen a la Red Eléctrica en una condición de vulnerabilidad ante la ocurrencia de contingencias.

Las estrategias operativas implementadas hasta el momento ya no serán suficientes en el año 2026 teniendo la necesidad de la instalación de transformación adicional temporal mediante el uso de fases de reserva de otras SE más alejadas (reduciendo la confiabilidad en dichas SE y ampliando el tiempo de restablecimiento en caso de falla) o establecer otras estrategias que probablemente requerían el corte carga bajo ciertas condiciones de demanda, aún con red eléctrica completa.

Adicional a la problemática de transformación de la zona, se encuentra la congestión de la Compuerta de Flujo en 230 kV Las Delicias – Querétaro, el cual ha superado su límite de Estado Operativo Normal durante 1,898 horas en 2024. Derivado de esta situación, en 2024 opero el Esquema de Acción Remedial instalado en ocho ocasiones para un total de 892 MW de corte de generación. Considerando el incremento de transferencia de energía eléctrica del norte al centro del país, más la creciente demanda de la zona Querétaro, las horas que se encuentre por encima de su límite seguro se incrementarán en los próximos años, generando un aumento en los costos de producción debido a los ajustes del despacho necesario para mantener un flujo dentro de su límite de seguridad.

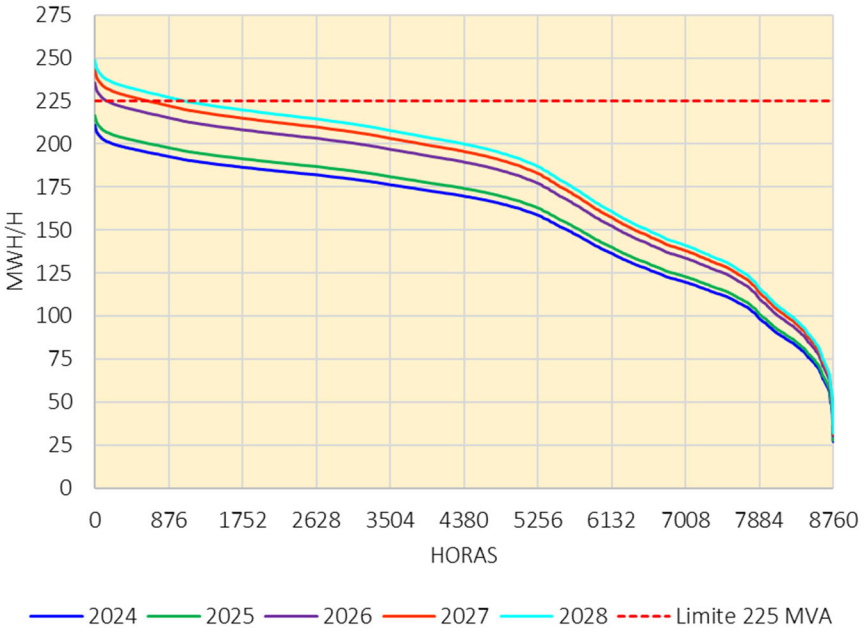
CUADRO 7.4.13. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA SAN LUIS DE LA PAZ

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	460.56	460.56	140.00
2027	3,052.10	3,512.66	625.00
2028	7,357.57	10,870.23	1,056.00

En caso del diferimiento del proyecto

Para atender esta problemática, se considera el proyecto "P19-OC3, Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro", instruido por la SENER y propuesto en PAMRNT 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación abril de 2025, actualmente con fecha de término de obra para junio de 2026, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Se encuentra en etapa de ejecución de acuerdo con la última información proporcionada por CFE-Transmisión.

FIGURA 7.4.10. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DEL SANTA FE AT-01



7.4.9. Zona Aguascalientes – Zacatecas

La Red Eléctrica de 115 kV de las zonas Aguascalientes y Zacatecas alimenta Centros de Carga industriales, principalmente minería; las longitudes de las Líneas de Transmisión y la topología actual para interconectar la Red Eléctrica ocasionan problemas de bajo nivel de voltaje ante contingencia sencilla, lo que limita el crecimiento de la carga y posibilidad de libranzas de equipos para mantenimiento.

Para el caso del corredor entre las SE Cañada y Estancia de Ánimas, desde el 2021, en condiciones de alta demanda, se sobrepasa los 45 MW, dando como resultado perfiles de tensión por debajo de 0.95 pu. ante contingencia de las Líneas de Transmisión que alimentan la zona. Por tanto, se propuso el proyecto "P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr" en el PAMRNT 2018 – 2032, instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación abril de 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para diciembre de 2026, este proyecto se encuentra en proceso de decisión, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

De igual manera, en las zonas de distribución Zacatecas y Fresnillo se tienen altos consumos de potencia reactiva en la Red Eléctrica, ocasionando un perfil bajo de tensión en condición de Red Eléctrica completa y condiciones más críticas ante contingencia sencilla. Adicionalmente, estos bajos perfiles de tensión limitan la transferencia de energía eléctrica a través de la LT en 230 kV Jerónimo Ortiz Martínez – 93600 – Fresnillo Potencia, ya que se disminuye la tensión de la zona con altas transferencias de energía eléctrica. Considerando el pronóstico de demanda, a partir del año 2026 en condiciones de Demanda Máxima Coincidente de la Zona Zacatecas y ante contingencia de las Líneas de Transmisión en 115 kV o 230 kV, se tendrán perfiles de tensión por debajo de 0.95 pu. Para solventar esta problemática se propuso el proyecto "P18-OC3, Compensación Capacitiva en la zona Zacatecas", en el que se incluye eliminar la conexión en tap de la LT Fresnillo Norte – 73290 – Fresnillo Sur,

aumentando la Confiabilidad de la SE Fresnillo Industrial, la cual tiene fecha de término de obra actualizada para diciembre de 2029.

7.4.10. Zona Tepic – Vallarta

La SE Tepic II alimenta a través de los AT-03 y AT-04 400/230 kV la totalidad de la carga de las zonas Tepic, Santiago y Vallarta, los cuales ya han alcanzado flujos superiores al 90 % durante 14 y 1 horas respectivamente, esto debido a licencias en muerto del AT paralelo por mantenimiento.

En la Figura 7.4.11, se muestra las curvas de duración de carga estimadas del flujo de ambos Transformadores de la SE Tepic II, donde se observa que, actualmente, más de la mitad del año se tendrían problemas para suministrar la carga de las zonas Santiago, Tepic y Vallarta en caso de indisponibilidad de un autotransformador.

De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos centros de carga a menos que se requieran al solicitante del Centro de Carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAMRGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

De lo anterior, se prevé una reducción de tiempo para tener posibilidades de dar mantenimiento a los Transformadores y además se incrementa el riesgo de sobrecarga ante contingencia sencilla de alguno de los Transformadores.

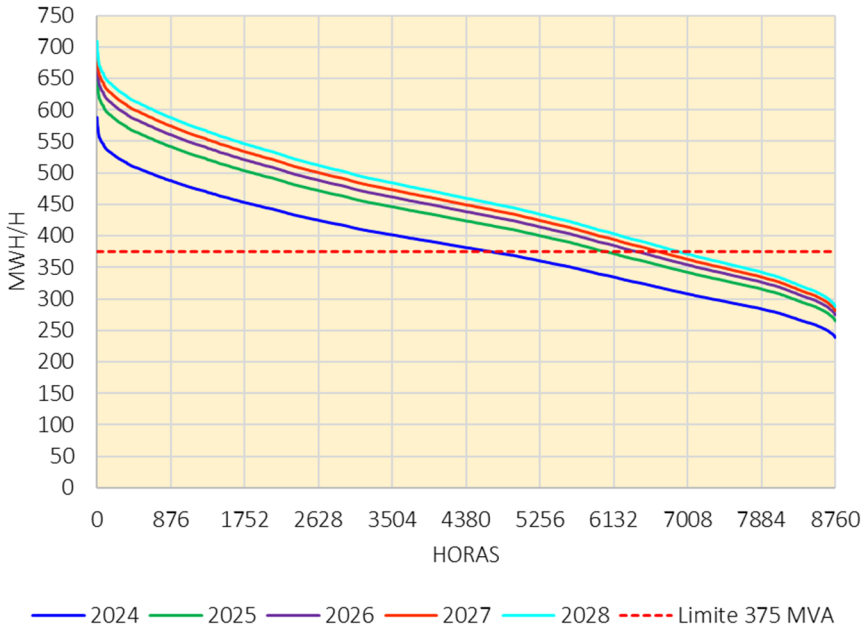
Para incrementar la capacidad de transformación de la zona y agregar una SE adicional que alimente la Red Eléctrica de 230 kV, se propuso el proyecto “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta” en el PAMRNT 2021 – 2035, y fue instruido por la SENER, con nueva fecha factible de entrada en operación de abril de 2029, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Es importante destacar que 18 proyectos de transformación a media tensión para un total de 420 MVA, presentados por la División de Distribución Jalisco, están condicionados a la entrada en operación de este proyecto para cumplir con la Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico.

Además, para aumentar la Confiabilidad en la zona Vallarta y evitar la sobrecarga en los Transformadores 230/115 kV (3x100 MVA) de la SE Vallarta Potencia y posibles tiros de carga en la zona a causa de la salida del AT-01 230/115 kV (225 MVA) de la SE Nuevo Vallarta, se propuso el proyecto “P22-OC1 Atención al suministro en la zona Vallarta”, la Transportista reporta la fecha de entrada factible para agosto de 2026. Es importante destacar que 12 proyectos de transformación a media tensión para un total de 310 MVA, presentados por la División de Distribución Jalisco, están condicionados a la entrada en operación de este proyecto para cumplir con la Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico, estos proyectos son parte de los proyectos que necesitan la entrada en operación del proyecto “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta”.

Por último, para la zona Santiago que se alimenta de manera radial desde la SE Tepic II en 115 kV y que en los últimos años ha experimentado crecimiento de la carga, se propuso el proyecto “P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago”, con el fin de dar soporte de tensión en las SE de la zona, así como incrementar las capacidades de cargabilidad de las Líneas de Trasmisión tanto en condiciones de Red Eléctrica completa

como ante contingencia, dicho proyecto tiene fecha de entrada necesaria para abril del 2026 con nueva fecha factible de entrada en operación de agosto de 2026.

FIGURA 7.4.11. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LOS AT-03 Y AT-04 DE TEPIC II



7.4.11. Región Bajío

En los últimos ejercicios del PAMRNT se ha detectado que el centro del país demanda una importante cantidad de energía eléctrica, la cual en parte es aportada por la creciente capacidad de generación que se ha instalado al norte del país. Dicha generación (excedentes) converge en la GCR Occidental y aunado a la importante demanda que se presenta, particularmente en la región del Bajío (León, Irapuato y Querétaro), ocasiona que se tenga degradación en los perfiles de tensión en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV de esta región.

De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga a menos que se requieran al solicitante del Centro de Carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

Debido a que la GCR Occidental es el enlace para transportar el flujo de potencia entre el norte y el centro del país, la Red Eléctrica es expuesta a altos niveles de flujo de potencia, lo cual reduce la flexibilidad operativa necesaria ante una contingencia y/o mantenimientos, además de ocasionar degradación de los perfiles de tensión por insuficiencia en la compensación reactiva capacitiva requerida para manejar tales magnitudes de transferencias de potencia.

Por estas razones, en el PAMRNT 2019 – 2033, se realizó la propuesta del proyecto "P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío", posteriormente instruido, con nueva fecha factible de entrada en operación en diciembre de 2025, el cual aportará potencia reactiva en las zonas León, Querétaro y San Luis de la Paz, para mantener los perfiles de tensión ante altas transferencias de potencia. Este proyecto se encuentra en ejecución, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

Adicional a este proyecto, en el mismo PAMRNT se realizó la propuesta del proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", con fecha factible de entrada en operación recientemente reportada por la Transportista para diciembre de 2026, con el cual se tendrá una conexión en 400 kV entre las GCR Noreste y Central, disminuyendo el flujo de potencia que converge en la zona Querétaro, mejorando también el perfil de tensión que se ve afectado por la transmisión de energía eléctrica en esta zona. Este proyecto se encuentra en ejecución, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

7.4.12. Región Jalisco

El estado de Jalisco por su gran extensión territorial cuenta con diferentes Centros de Carga dispersos a lo largo de su territorio, lo que da lugar a Redes Eléctricas de gran longitud y con altas demandas, dando lugar a que, ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión, se presenten bajas tensiones y ante indisponibilidad de los transformadores que alimentan la zona, se genere sobrecarga en los elementos de transformación restantes.

De manera general en la zona, derivado al retraso de la puesta en servicio de las obras incluidas en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga a menos que se requieran al solicitante del centro de carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

Las zonas Zapotlán y Costa, ubicadas al sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara, son alimentadas por los AT 230/115 kV de las SE Acatlán y Ciudad Guzmán. Estas zonas no se pueden operar enlazadas debido a la problemática de colapso de voltaje y sobrecargas ante contingencias sencillas. En el 2024 el AT-06 de la SE Acatlán alcanzó el 94% de su capacidad, mientras que los AT-01 y AT-02 de la SE Ciudad Guzmán alcanzaron valores de aproximadamente 93%. Basado en lo anterior y considerando el pronóstico de demanda, en caso de indisponibilidad de alguno de los Transformadores se tendría la necesidad de corte de carga para evitar sobrecarga en los restantes.

Adicionalmente, por la falta de infraestructura eléctrica, se ha requerido solicitar Obras de Refuerzo importantes a Centros de Carga y proyectos de la División de Distribución Jalisco que pretenden conectarse a corto plazo en la zona. Para poder atender los nuevos Centros de Carga esperados se propuso en el PAMRNT 2020-2034 el proyecto "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa" instruido por la SENER y con fecha factible de entrada en operación actualizada de febrero de 2028 reportada por la Transportista, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada.

En el Cuadro 7.4.14 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio el proyecto "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa".

Se prevé la instalación de un Transformador móvil de 230/23 kV en la SE Ciudad Guzmán y el traslado de bancos de capacitores, a manera de obra remedial, para el año 2025 con la finalidad de evitar el corte de carga en la temporada de alta demanda.

En la Figura 7.4.12 se muestran las curvas de duración de carga del banco de transformación 230/115 kV (100 MVA) ATN-AT06 incluyendo las proyecciones de carga hasta el 2028.

CUADRO 7.4.14. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA COSTA

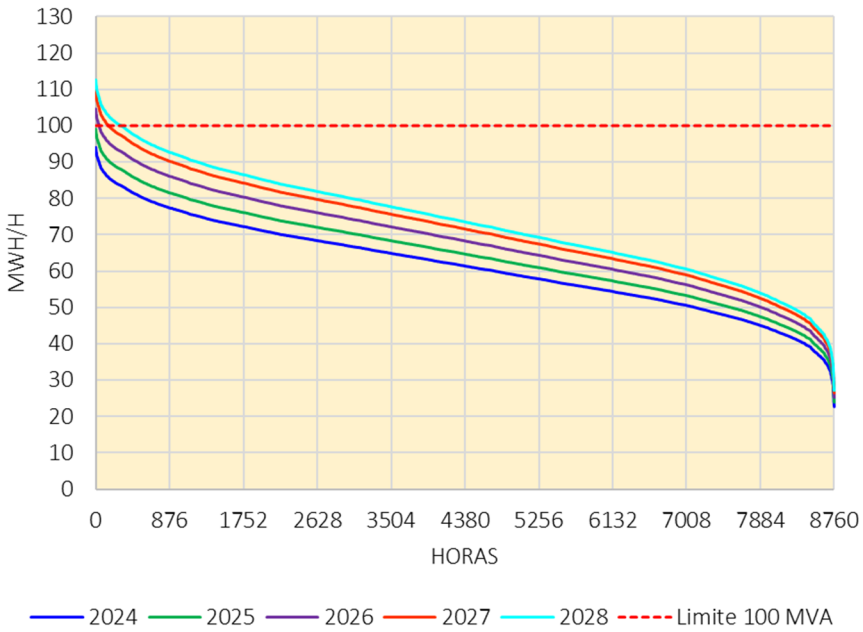
Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	66.27	66.27	39.00
2027	469.75	536.02	152.00
2028	1,073.64	1,609.66	301.00

En caso del diferimiento del proyecto

De manera similar, se encuentra la zona Los Altos, al oriente de la Zona Metropolitana de Guadalajara, la cual es alimentada principalmente por el AT-01 de la SE San Juan II y la LT Aguascalientes Potencia – 73380 – Omega. Actualmente, se solicitó la instalación de Esquemas de Protección para evitar el colapso de la zona por baja tensión ante contingencia sencilla de las fuentes de la zona.

Considerando el incremento de demanda de la zona se detecta la necesidad de incrementar la capacidad de las fuentes de alimentación ya que además de la problemática de tensión se presentarán sobrecargas en el AT-01 de SE San Juan II, por lo que CENACE propuso en PAMRNT 2021-2035 el proyecto “P21-OC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos”, instruido en julio de 2021 y con fecha factible de entrada en operación actualizada por la Transportista para noviembre de 2028. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada.

FIGURA 7.4.12. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ACATLÁN AT-06



Finalmente, al occidente de la Zona Metropolitana de Guadalajara se ubica la zona Minas, la cual se alimenta únicamente a través de dos Líneas de Transmisión en 69 kV desde la SE Tesistán y la C. H. Santa Rosa. Esta zona presenta una alta dependencia de la generación de la C. H. Santa Rosa, para poder suministrar la demanda, ya que ante indisponibilidad de alguna de las Líneas de Transmisión provenientes de la SE Tesistán, se degradan de manera significativa los perfiles de tensión cuando se tiene un despacho de generación reducido.

En el corto plazo esta problemática se agrava, llegando al punto de colapso de tensión de la zona en caso de contingencia sencilla lo que generaría una restricción a los Centros de Carga que se pretenden instalar.

Para solucionar esta problemática se propuso el proyecto “P21-OC3 Soporte de Tensión para la zona Minas” en el PAM 2021-2035, y posteriormente instruido en julio de 2021, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2028, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

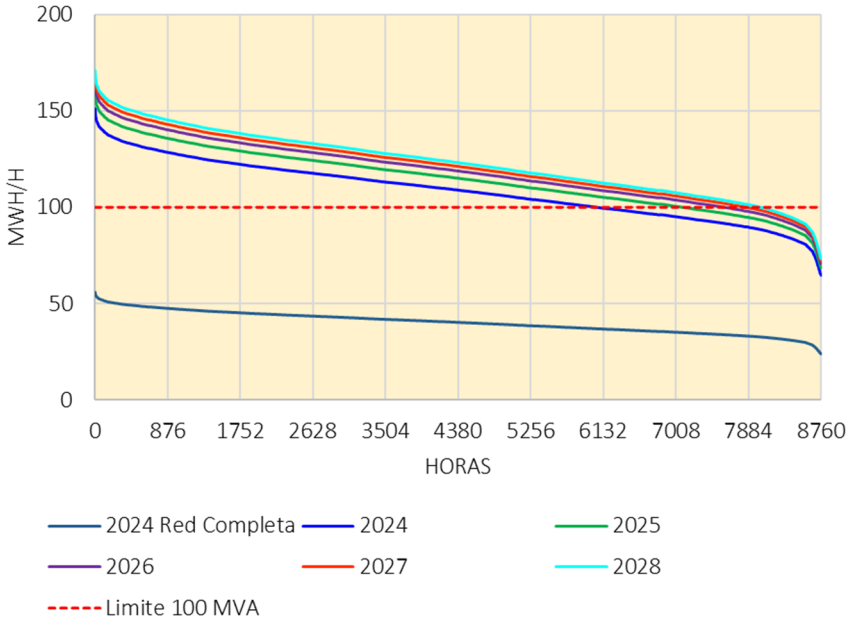
7.4.13. Región Colima

La Red Eléctrica de 115 kV del estado de Colima se alimenta a través los Transformadores 230/115 kV de las SE Colomo (2x100 MVA), Colima II (2x100 MVA) y el transformador 400/115 kV de la SE Tapeixtles (1x375 MVA). Debido a las problemáticas de colapso de tensión, se opera normalmente abierto el enlace en 115 kV hacia la zona Jalisco.

Por la condición y topología de la Red Eléctrica, al estar indisponible algún elemento de transformación, principalmente el Transformador 400/115 kV de la SE Tapeixtles, se incrementa de manera drástica el flujo a través de los Transformadores restantes. En el 2023, por mantenimiento de equipo, se presentaron valores superiores al 90 % de la capacidad nominal en el AT-02 de la SE Colima II y AT-02 de la SE Colomo.

Basado en la curva de duración de carga del AT-02 de la SE Colomo del 2023 y utilizando los factores de crecimiento de demanda de la zona Colima y el incremento en el flujo ocasionado por la Contingencia Sencilla más Severa (salida del T-03 de la SE Tapeixtles), se estimaron curvas de duración de carga de los próximos años, para identificar el nivel de riesgo en caso de que se presente una sobrecarga en los elementos de transformación en la SE Colmo. En la Figura 7.4.13 se muestran las curvas de duración de carga estimadas del AT-02 de la SE Colomo con indisponibilidad del T-03 de la SE Tapeixtles, se puede observar que prácticamente durante todo el año se tiene riesgo de sobrecarga en caso de falla o libranza de emergencia, además de que se tendrán periodos de tiempo para mantenimiento muy limitados a lo largo del año.

FIGURA 7.4.13. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA ANTE N-1 DE COLOMO AT-02



Con la finalidad de solucionar esta problemática se propuso el proyecto "P23-OC2 Incremento en la transformación de la Zona Colima" en el PAMRNT 2023-2037, y posteriormente instruido en julio de 2023, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2030, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por la Transportista.

Incluido a la problemática anterior, en la zona Colima y Manzanillo se pueden experimentar niveles de tensión elevados, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa para demandas mínimas como ante la ocurrencia de contingencias, lo que pudiera ocasionar daño en equipo eléctrico si se presenta un nivel de tensión superior al que fueron diseñados.

Para disminuir los niveles de tensión se implementan Estrategias Operativas para control de alta tensión que consisten en la segregación de Red Eléctrica en 400 kV, lo cual disminuye la Confiabilidad del sistema eléctrico y genera una degradación anticipada de interruptores de potencia al tener que operarlos continuamente para energizar y desenergizar Líneas de Transmisión.

Adicionalmente las unidades de la CE Manuel Álvarez Moreno se incluyen en la Asignación de Unidades Fuera de Merito, esto implica costos adicionales, ya que la conexión de unidades de CE no se hace por un despacho económico del Mercado Eléctrico Mayorista, además de que se limitan los mantenimientos por la dependencia que se mantiene sobre dichas unidades.

En el PAMRNT 2023-2037 se propuso el proyecto “P23-OC1 Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental” y posteriormente instruido en julio de 2023, con nueva fecha factible de entrada en operación de marzo de 2030, con la finalidad de reducir la dependencia de sincronizar las unidades de la CE Manuel Álvarez Moreno para regulación de tensión y la apertura de Líneas de Transmisión de 400 kV.

7.4.14. Zona Morelia

La SE Morelia Potencia, a través de dos Transformadores 230/115 kV de 100MVA c/u, en conjunto con la CE Los Azufres, son la única fuente de alimentación que abastece de energía la red de 115 kV de la ciudad de Morelia. Durante el 2024, ambos Transformadores superaron el 90% de su capacidad en condiciones de Red Eléctrica completa, mientras la energía eléctrica generada en la Central Los Azufres ha presentado una disminución gradual durante los últimos tres años, lo que ha generado un incremento adicional en el flujo de los Transformadores de la SE Morelia Potencia provocando una saturación anticipada de los Transformadores. Incluido a la problemática anterior, a través de la Red Eléctrica de 115 kV, se tiene un Compuerta de Flujo con la Gerencia de Control Regional Central, el cual envía flujo hacia la SE Donato Guerra, incrementando aún más el flujo de los Transformadores de la SE Morelia Potencia; ocasionando que se tenga que aplicar como Estrategia Operativa la apertura de dicho enlace, disminuyendo así, la confiabilidad de la Red Eléctrica.

Para solventar la problemática antes mencionada, en el PAMRNT 2024-2038 se propuso el proyecto “P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia” y posteriormente instruido en julio de 2024, con nueva fecha factible de entrada en operación de noviembre de 2030.

De manera general en la zona, derivado a la falta de inclusión de nuevas obras en el PLADESE PAMRNT, esta situación impacta directamente en la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga a menos que se requieran al solicitante del Centro de Carga, obras de refuerzo muy onerosas, asimismo impacta en la imposibilidad de dar cumplimiento a la inclusión de nuevos Transformadores hacia la Red General de Distribución conforme está planeado en el PAM RGD, por último, también impacta en la posibilidad de dar mantenimiento a la infraestructura de la propia RNT ya que el mayor periodo de tiempo estará sobrecargada y ante la posibilidad de colapso ante la ocurrencia de la CSS.

En el Cuadro 7.4.15 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio el proyecto “P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia”.

CUADRO 7.4.15. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA MORELIA

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00
2026	6.39	6.39	5.00
2027	23.63	30.02	11.00
2028	330.84	360.86	106.00

En caso del diferimiento del proyecto

7.4.15. LT limitadas en la GCR Occidental

En el ámbito de la GCR Occidental, se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de LT en los niveles de tensión de 69 a 400 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico serie de estas. Se cuenta con un total de 75 Líneas de Transmisión identificadas que requieren modernización y, en algunos casos, la limitante ha condicionado la entrada en operación de nuevos Centros de Carga y proyectos de las RGD del MEM de las Divisiones de Distribución por lo que se han solicitado como Obras de Refuerzo.

El listado de las Líneas de Transmisión, con las necesidades de sustitución, se encuentra dentro de un proyecto de modernización de enlaces de transmisión, que formó parte de la propuesta del PAMRNT 2019 – 2033 y fue instruido a la Transportista en el año 2019 bajo el nombre de "M19-TC1 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie", con fecha factible de entrada en operación actualizada a abril de 2030, de acuerdo con información de la Transportista, este proyecto aún se encuentra en revisión, de acuerdo con la última información proporcionada.

7.5. Impacto en la Gerencia de Control Regional Noroeste

7.5.1. Zona Sonora Norte

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Nogales

La zona Nogales presenta una problemática en las Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo (LTCPS) en 115 kV, de las cuales específicamente dos de ellas han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas (LT Nogales Aeropuerto-73640-Industrial San Carlos) presentó en 2024 violaciones con Red Eléctrica completa en 750 horas, mientras que la LT Nogales-73B00-Industrial San Carlos) ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 7.30.

Debido a la problemática de sobrecarga con Red Eléctrica completa, se tiene una restricción en un elemento de transmisión que debe ser eliminada mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar sobrecargas que afectan la Confiabilidad en la zona.

Cuando se presenta una contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad en un elemento de transmisión, se reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación, por lo que se limitaría la interconexión de nuevas CE y Conexión de nuevos Centros de Carga.

El proyecto P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019 a CFE, con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en junio de 2027.

Con la política de reubicación de empresas internacionales (Nearshoring), SENER ha solicitado al CENACE desarrollar una propuesta de la infraestructura eléctrica en la zona Nogales que permita atender la demanda estimada y el crecimiento por la reubicación de empresas internacionales considerado tres polos de desarrollo industrial con una demanda de 70 MW, los cuales se adicionan a la carga existente y estimada en el mediano plazo en la zona Nogales. Como resultado, se identificó un proyecto integral denominado P24-NO3 Suministro

de Energía para la zona Nogales (antes dividido en Fase 1 y 2), con el cual permite eliminar las problemáticas de transmisión, compensación y transformación en la zona Nogales que ha sido incluido al PAMRNT 2024-2038, este proyecto ha sido instruido a la Transportista para su construcción y considera una modificación topológica que elimina la problemática de sobrecarga de las líneas de transmisión subterráneas en la zona Nogales.

El Cuadro 7.5.1. muestra las condiciones de operación en el mediano plazo, se observa que, ante el diferimiento del proyecto, o en caso de no realizarse, se tendrán valores de sobrecargas muy altas que ponen el riesgo el suministro de la carga en la zona Nogales.

CUADRO 7.5.1. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA SONORA NORTE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2030

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales Aeropuerto -73640- Industrial San Carlos	235	127	80	54	Subterráneo
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	161	87	43	54	Subterráneo

Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco. (Mar de Cortés Banco 1)

En el ámbito de la GCR Noroeste, específicamente en los municipios de Puerto Peñasco y Caborca ubicados al noroeste del estado de Sonora, se tienen problemáticas de capacidad de transformación y de soporte de tensión, particularmente durante el periodo nocturno se satura la capacidad de transformación con Red Eléctrica completa en la SE Seis de Abril y en el periodo diurno se tiene la problemática de saturación en la capacidad de transformación motivado por excedentes de generación de tipo FV ante contingencia sencilla de bancos de transformación principalmente.

En la SE Seis de Abril de la zona Caborca se tiene valores arriba del 90% desde el 2021 en los autotransformadores con capacidad nominal de 100 MVA en Estado Operativo Normal y se han registrado los valores máximos en el periodo nocturno. En 2024 el autotransformador SSA-AT1 excedió el 100% de carga en estado estable, en base a los crecimientos de la carga esperada en la zona Peñasco, se tendrá un aumento gradual de las horas con saturación de la capacidad nominal de transformación y con el transcurso del tiempo se observa que la sobrecarga ante contingencia sencilla se incrementará sustancialmente, el Cuadro 7.5.2 A muestra que para el año 2029 ante contingencia sencilla de banco la sobrecarga alcanzará valores del 65% por arriba del nominal.

Para resolver la problemática se propuso el proyecto P20-NO1 “Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco” que permitirá fortalecer la Red Eléctrica mediante la construcción de la nueva SE Mar de Cortés, con un banco de transformación con una capacidad de 150 MVA y relación de transformación 230/115 kV, con su Red Eléctrica asociada que considera: cambio de tensión de una de las LT de SE Seis de Abril -73A10 o 73630 – SE Puerto Peñasco que actualmente operan en 115 kV y cuentan con aislamiento a 230 kV, para conectar con un circuito en 230 kV entre la SE Mar de Cortes y la SE Seis de Abril en 230 kV, así como Líneas de Transmisión para formar anillos en 115 kV entre las SE Mar de Cortes, Puerto Peñasco, Oriente y Playa Encanto, además, se ha programado la adición de compensación reactiva en derivación mediante un banco de

capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en SE Oriente en 115 kV y compensación inductiva reactiva en el terciario del AT de la SE Mar de Cortes con capacidad de -21 MVAr.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto tiene una fecha estimada de entrada en operación para agosto de 2027, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación del proyecto.

CUADRO 7.5.2 A. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA PEÑASCO PARA SSA-AT2 EN 2030

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	65.9	165.9	90.2	100

CUADRO 7.5.2 B. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA PEÑASCO PARA SSA-AT2 EN 2030

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	192.8	192.8	106.5	100

Cerro Cañedo MVAr

El suministro de energía eléctrica en el Corredor de transmisión en 115 kV, que involucra las SE Cerro Cañedo, Llano Blanco, Altar y Ocuca es abastecido por los bancos de transformación en las SE Industrial Caborca y Santa Ana.

La regulación de tensión en dichas SE es mínima ante la ocurrencia de contingencias sencillas, aunado a esto, la distancia de 79 km entre las SE que proporcionan el abastecimiento de la energía eléctrica y la falta de equipo de compensación de potencia reactiva en el Corredor en 115 kV ante el incremento continuo de la demanda hace necesario el realizar acciones remediales como corte de carga para poder mantener la tensión dentro de los rangos aceptables establecidos del CdR, como se muestra en el Cuadro 7.5.3.

Se requiere la infraestructura necesaria que proporcione el soporte de tensión en el área de influencia ante contingencia y reducir el riesgo por colapso en la región, de tal manera que no sean necesarios los esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática de tensión y garantizar el suministro de energía eléctrica al área de influencia.

Este proyecto P20-NO4 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en noviembre de 2029.

CUADRO 7.5.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ENTRE LAS ZONAS CABORCA Y SANTA ANA EN 2030

Contingencia	SE monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Caborca -73660- Cerro Cañedo	Cerro Cañedo en 115 kV	6..7	102.6	113.0
	Llano Blanco en 115 kV	4.5	104.8	113.2

7.5.2. Zona Hermosillo

Compensación Reactiva Inductiva en Seri

La falta de Compensación Reactiva Inductiva en la SE Seri en la barra de 400 kV ha ocasionado altas tensiones en las zonas Hermosillo, Guaymas y Obregón ante condiciones de bajo flujo de potencia a través del Corredor en 400 kV entre la SE Seri en la zona Hermosillo, la SE Empalme CC en la zona Guaymas y la SE Bácum en la zona Obregón como se muestra en el Cuadro 7.5.4.

La problemática se ha solventado temporalmente mediante estrategias operativas que involucran aperturas de Líneas de Transmisión, en 2024 se requirió la apertura de la LT Seri - A3N80 - Empalme CC o bien, la LT Seri - A3N90 – Empalme CC y permanecieron abiertas (una u otra) 4733 horas por control de tensión, lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de la demanda. Esta situación se agrava al estar fuera de servicio la CE Empalme Dos la cual tiene licencia de emergencia en muerto desde el 16 de mayo de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2026.

Cuando las UCE Empalme Dos se encuentran fuera de servicio o en mantenimiento, no se cuenta con la absorción de potencia reactiva que proporcionan dichas unidades de CE, por tanto, se requiere de equipo de compensación reactiva inductiva en la SE Seri que permitirá mantener la magnitud del voltaje de operación dentro de los límites de operación permitidos y sea posible operar las Líneas de Transmisión en forma permanente manteniendo la Confiabilidad en el suministro.

El proyecto P16-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a la Transportista en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2025, indica el proyecto está en proceso de construcción o ejecución y no presenta problemática para su conclusión y puesta en operación, por tanto, la problemática de tensión será resuelta previo al verano de 2025.

CUADRO 7.5.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ESCENARIO DE INVIERNO EN LA ZONA SONORA NORTE EN SE PARA 2024

Contingencia	SE monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Seri en 400 kV	8.9	428.9	418.6
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Empalme Ciclo combinado en 400 kV	9.9	429.9	414.1
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Bácum en 400 kV	2.8	422.8	411.2

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos zona Hermosillo

La zona Hermosillo cuenta con una Red Eléctrica que presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV, de las cuales específicamente, 16 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión.

En el escenario de Red Eléctrica completa son nueve LTCPS que registran sobrecarga: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, LT Hermosillo Cuatro – Portales, LT Hermosillo Cinco – Dynatech y, LT Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve, LT Dynatech – Rolando García Urrea, LT Portales – Hermosillo Dos, LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Nueve, LT Hermosillo Loma – Hermosillo Misión, LT Hermosillo Cuatro – Rio Sonora en 115 kV. Las restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 7.5.5.

Debido a la problemática de sobrecarga, con Red Eléctrica completa, actualmente, se tiene una restricción en cuatro elementos de transmisión que debe ser eliminadas mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar la sobrecarga de las LTCPS, ante contingencia sencilla se producirá una cargabilidad mayor a la capacidad de las LTCPS lo que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación. Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de esquemas de acción remedial, implementando estrategias operativas lo que impacta en forma directa en el incremento del costo de la energía eléctrica en la zona por la modificación del despacho de las CE y se limita la interconexión de nuevas CE y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática:

El PEM P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el “PEM P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán” propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación en junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente.

Por lo anterior, la problemática de sobrecarga continuará hasta la entrada en operación de las obras que forman parte de los proyectos mencionados.

CUADRO 7.5.5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA HERMOSILLO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso	Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	277.04	141.29	112.50	51	Subterráneo
Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión	Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	259.01	132.09	92.60	51	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso	Dynatech-73D20-Rolando García Urrea	204.49	89.97	63.80	44	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	Hermosillo Uno-73080-Rolando García Urrea	192.57	117.46	5.43	61	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión	178.95	132.42	40.09	74	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Cuatro-73700-Portales	175.57	112.36	82.76	64	Subterráneo, Puente
Hermosillo Loma-73750-Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma-73760-Pueblitos	169.97	129.18	85.37	76	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73060 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	160.78	93.25	49.81	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73060-Río Sonora	Hermosillo Uno-73D30-Río Sonora	141.15	74.81	21.47	53	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73070-Hermosillo Nueve	Hermosillo Cuatro-73060-Río Sonora	131.32	78.79	53.87	60	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73070-Hermosillo Nueve	Hermosillo Uno-73280-Hermosillo Nueve	119.43	63.30	13.47	53	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73700 - Portales	Hermosillo Loma – 73160 – Hermosillo Dos	118.04	87.35	50.03	74	Subterráneo
Hermosillo Loma-73750-Parque Industrial Hermosillo	Pueblitos-73M10-Ladrilleras	116.60	88.61	45.30	76	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	Hermosillo Cereso-73D60-Villas del Pitic	115.93	99.70	68.76	86	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Dos-73M20-Portales	115.77	74.09	44.75	64	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cuatro –73000 - Hermosillo Seis	Hermosillo Seis – 73170 – Hermosillo Misión	104.30	66.75	26.51	64	Subterráneo

Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

La SE Esperanza cuenta con un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal, con relación de transformación 230/115 kV y suministra cargas radiales de la región agrícola de la ciudad de Hermosillo, con enlaces de transmisión en 115 kV muy alejados del punto de suministro eléctrico en la SE Esperanza, a través de transformadores cuya relación de transformación es 110/34.5 kV y 110/13.8 kV. Se tiene control de la tensión en la zona ante altos valores de demanda, sin embargo, no se tienen los elementos para controlar las altas tensiones en los escenarios de baja carga. Por tanto, en el escenario de invierno se tienen altas tensiones en SE de la zona Costa de Hermosillo.

En 2019 entró en operación la SE Esperanza con Red Eléctrica troncal asociada en 230 kV, lo que resolvió la problemática de suministro en el escenario de verano, sin embargo, para el periodo de baja demanda se tienen Estrategias Operativas de seccionamiento de Red Eléctrica y la apertura de Líneas de Transmisión, en 2023 las Líneas de Transmisión LT Hermosillo Aeropuerto - 93D40 - Esperanza o la LT Hermosillo Aeropuerto - 93D80 - Esperanza operaron normalmente abiertas en 2,762 horas por control de tensión, con el objetivo de mantener el nivel de tensión dentro de los límites de operación permitidos afectando la Confiabilidad del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere mantener en operación unidades de CE cercanas con el objetivo de absorber los excedentes de potencia reactiva y controlar la tensión en la SE Esperanza; esto se muestra en el Cuadro 7.5.6.

Por lo anterior, se requiere de un elemento de compensación en derivación inductivo en la SE Esperanza para mantener el voltaje en SE del área de influencia, dentro de los Límites de Operativos permitidos.

En 2024, motivado por la saturación de la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma de 225 MVA de capacidad, se realizó un proyecto temporal que consistió en trasladar el equipo de transformación en la SE Esperanza a la SE Hermosillo Loma, y se instaló un equipo de transformación de 100 MVA proveniente de la SE Cananea en SE Esperanza, lo anterior con la finalidad de evitar la sobrecarga con Red Eléctrica completa en el AT de la SE Hermosillo Loma, por lo que la entrada en operación del proyecto P15-NO3 se ajustará hasta que el equipo de transformación de 225 MVA regrese a la SE Esperanza y pueda conectarse al terciario del AT, el nuevo Reactor.

El proyecto P15-NO3 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a la Transportista en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta noviembre de 2028.

CUADRO 7.5.6. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN INVIERNO EN LA ZONA HERMOSILLO EN SE 2024

Contingencia	SE monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Esperanza en 230 kV	1.6	243.1	240.8

Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo (Hermosillo Loma Banco 2).

En 2023, en la zona Hermosillo se registraron problemáticas de sobrecarga con Red Eléctrica completa en los equipos de transformación particularmente en la SE Hermosillo Loma y ante el disparo de la LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis (contingencia más severa n-1) se presentaría una sobrecarga mayor al 20% con respecto a su capacidad nominal de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV. Previo al verano de 2024, motivado por la saturación de la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma de 225 MVA de capacidad, se ha realizado un proyecto temporal que consistió en trasladar el equipo de transformación en la SE Esperanza a la SE Hermosillo Loma, y se instaló en la SE Esperanza un equipo de transformación de 100 MVA proveniente de la SE Cananea, lo que permitirá atender los crecimientos esperados, la problemática por completo será subsanada hasta la entrada en operación del nuevo proyecto de ampliación en la capacidad de transformación de la SE Hermosillo Loma.

En 2024, la carga máxima que se tuvo en los autotransformadores de SE Hermosillo Lomas fue del 78% de su capacidad debido al proyecto temporal de reubicación de autotransformadores de SE Esperanza y SE Cananea, de no ser por este proyecto de transformación temporal, las condiciones de operación esperada en el mediano plazo se muestran en el Cuadro 7.5.7.

Con la integración a la Red Eléctrica de un nuevo autotransformador en SE Hermosillo Loma con una capacidad de 225 MVA, relación de transformación 230/115 kV, se incrementará la capacidad de transformación, como Red Eléctrica asociada al autotransformador se considera una Línea de Transmisión en 115 kV desde la SE Hermosillo Loma a la SE Quiroga resolviendo la problemática de tener la SE Bagotes y la SE Quiroga en forma radial desde la SE Hermosillo Cuatro, formando un anillo con las LT Quiroga - Bagotes y LT Bagotes - Hermosillo Cuatro, ayudando a descargar el autotransformador existente en SE Hermosillo Loma evitando el deterioro del mismo y la sobrecarga ante contingencias.

El proyecto P20-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE su entrada para julio de 2027.

CUADRO 7.5.7. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA HERMOSILLO PARA HLM-AT1 EN 2030

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	HLM-AT1	137.2	308.7	269.4	225

7.5.3. Zona Obregón

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Obregón

Una de las problemáticas en la zona Obregón se registra en las Líneas de Transmisión de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Actualmente se tiene una problemática de sobrecarga en LTCPS en estado estable y en el mediano plazo siete LTCPS presentarán problemas al rebasar su capacidad de transmisión ya sea en estado estable o en contingencia sencilla. Cinco de ellas presentan sobrecarga en el escenario con Red Eléctrica completa y dos LTCPS ante contingencia sencilla; ver Cuadro 7.5.8.

Debido a la problemática de sobrecargas con Red Eléctrica completa, se tienen restricciones en elementos de transmisión que debe ser eliminados mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar sobrecargar las LTCPS. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad de transmisión que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada del suministro de la demanda en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de Esquemas de Acción Remedial y se limitará la interconexión de nuevas CE y Conexión de nuevos Centros de Carga.

CUADRO 7.5.8. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA OBREGÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	296.2	177.7	114.1	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	291.5	174.9	106.7	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	253.2	167.1	103.7	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Cuatro – 73980 - Maniobras Corona	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	112.2	66.2	45.9	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	145.0	72.5	50.6	50	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Ciudad Obregón Tres - 73540 - Banderas	104.2	78.2	54.1	75	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	Tetabiate - 73920 – Obregón Uno	114.2	57.1	8.2	50	Subterráneo

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática: El PEM P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el “PEM P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán” propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación en junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente.

Por lo anterior, la problemática de sobrecarga continuará hasta la entrada en operación de las obras que forman parte de los proyectos mencionados.

El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur en la GCR Noroeste derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de CCC en Empalme y Topolobampo, lo que ha propiciado un alto flujo de potencia en el Corredor de transmisión en 115 kV de la zona Navojoa a la zona Los Mochis. En este Corredor, se tiene una restricción de transmisión debido que la compuerta está formada por la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial que opera con una capacidad limitada. En escenarios, ante contingencia sencilla de la LT El Mayo – 93610 – Los Mochis Dos, se tendrá la necesidad de realizar un redespacho en las UCE para evitar la sobrecarga de la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial como se muestra en el Cuadro 7.5.9.

La carga en la SE Navojoa Industrial es la de mayor magnitud que se suministra a través del Corredor de transmisión en 115 kV, y mediante el proyecto, se modificará la topología de la Red Eléctrica en 115 kV para que sea conectada en forma radial desde la SE El Mayo, por tanto, se disminuye considerablemente la carga que se debe suministrar mediante el Corredor de transmisión en 115 kV entre la SE El Mayo y la SE Los Mochis Dos.

Al no contar con el proyecto, se reduce la Confiabilidad en el suministro del Corredor en 115 kV en las zonas Navojoa y Los Mochis, afectando el suministro de la carga de las SE Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte. En demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de bajo voltaje en SE en el área de

influencia, por lo cual será necesario la implementación de EAR para mantener la Red Nacional de transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto P16-NO1 fue propuesto como parte de la Macro Red en el PAMRNT 2018-2032, sin embargo, no fue instruido por SENER y se propuso de forma independiente en el PAMRNT 2019-2033 y fue instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entraría en operación hasta mayo de 2025, actualmente se encuentra en construcción y no se vislumbran problemáticas constructivas para su conclusión y entrada en operación.

CUADRO 7.5.9. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA OBREGÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2024

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
El Mayo -93610- Los Mochis Dos	El Mayo -73350- Navojoa Industrial	112.5	58.5	47.5	52	Subterráneo

7.5.4. Zona Los Mochis

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Los Mochis

Una de las problemáticas en la zona Los Mochis se registra en las Líneas de Transmisión de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea y de las cuales específicamente tres presentarán problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Dos de ellas presentan sobrecarga desde el escenario con Red Eléctrica completa, la tercera presenta sobrecarga ante contingencia sencilla.

Al no contar con la infraestructura que considera el proyecto se tendrían restricciones en la Red Eléctrica en 115 kV, con lo que se presentarían sobrecargas en la LT Louisiana – 73230 – Centenario y la LT Louisiana – 73210 – Mochis Centro, como lo muestra el Cuadro 7.5.10, lo que repercute en la vida útil estos elementos de transmisión y se tendrá el riesgo de provocar una falla permanente, que impactaría significativamente en la carga de la zona ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por lo anterior, se tendrá que operar con, dependencia de EAR, así como con estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afecta la Confiabilidad del sistema eléctrico, de igual manera limitará la interconexión de nuevas CE y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática: El PEM P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el “PEM P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán” propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación en junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente.

Por lo anterior, la problemática de sobrecarga continuará hasta la entrada en operación de las obras que forman parte de los proyectos mencionados.

CUADRO 7.5.10. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA LOS MOCHIS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	215	111.8	85.7	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	150	115.3	74.7	77	Subterráneo
Louisiana-73220- Compuertas	Los Mochis Tres-73H00- Centenario	172	89.2	64.7	52.0	Subterráneo

7.5.5. Zona Guasave

Guamúchil MVAr

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur en la GCR Noroeste derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de CE que han propiciado un alto flujo de transmisión en la Red Eléctrica principal. En la zona Guasave, la SE Guamúchil Dos presentaría baja tensión motivado por la alta transmisión y la carga que se suministra a través del banco de transformación, por lo que se restringiría la transmisión de potencia entre las zonas eléctricas involucradas.

En caso de no contar con la obra, que consiste en un nuevo banco de capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en la SE Guamúchil Dos en 115 kV, se tendrá problemática de restricción de flujo de potencia en la Compuerta de Flujo entre las zonas de Los Mochis a Guamúchil / Culiacán, lo que ocasiona la necesidad de restringir la generación de las CE en el norte de Sonora. Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en SE de la zona Guasave, como se muestra en el Cuadro 7.5.11. Por lo anterior, será necesario la implementación de EAR, para mantener la Red Nacional de Transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto P15-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER a la Transportista en 2015 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en mayo de 2026.

CUADRO 7.5.11. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN GUAMÚCHIL, ZONA LOS MOCHIS EN SE EN 2024

Contingencia	SE monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Los Mochis Industrial -73280- Ruiz Cortines	Ruiz Cortines en 115 kV	0.05	109.2	114.5
	Bamoa en 115 kV	0.15	109.1	111.5

7.5.6. Zona Culiacán

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Culiacán

La zona Culiacán presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que se realizaron con canalización subterránea. Ocho de las LTCPS presentarán problemática en su capacidad de transmisión y una presentará sobrecarga en el escenario con Red Eléctrica completa: Culiacán Tres – 73880 – Isla Musalá. Las LTCPS restantes se sobrecargan ante contingencia sencilla.

Debido a la problemática de sobrecarga con Red Eléctrica completa, se tienen restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar las sobrecargas. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en el área de influencia, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá que operar con la dependencia de EAR que están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afectará la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga. El resultado de las sobrecargas se muestra en el Cuadro 7.5.12.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática: El PEM P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el “PEM P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán” propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación en junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente.

Por lo anterior, la problemática de sobrecarga continuará hasta la entrada en operación de las obras que forman parte de los proyectos mencionados.

CUADRO 7.5.12. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA CULIACÁN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	137.1	82.3	46.0	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	145.9	91.9	63.0	63	Subterráneo
SE Culiacán Potencia -73810- Culiacán Dos	Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	225.5	108.2	54.6	48	Subterráneo
La Higuera -73NO0- Campo Gobierno	Culiacán Cuatro -73950-Costa Rica	237.0	142.2	33.0	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	127.9	70.3	41.2	55	Subterráneo
Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	La Higuera -73910- Culiacán Milenium	143.4	110.4	55.0	77	Subterráneo
Culiacán Uno -73870- Culiacán Poniente	Culiacán Uno -73340- Tres Ríos	194.6	99.3	21.9	51	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Milenium -73470- Jaime Sevilla Poyastro	187.3	73.0	21.3	39	Subterráneo

7.5.7. Zona Mazatlán

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Mazatlán

La zona Mazatlán presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Seis LTCPS presentarían problemas en cuanto a su capacidad de transmisión y dos de ellas presentan una magnitud de flujo de potencia mayor al 100 % de su capacidad nominal con Red Eléctrica completa. El resto de ellas tiene sobrecarga ante contingencia sencillas. Ver Cuadro 7.5.13.

Debido a la problemática de sobrecarga, se tendrán restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante EAR de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar saturación en los elementos. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable de potencia subterráneo y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, lo que afectaría de manera prolongada el suministro de carga, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá que operar con la dependencia de EAR que actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática: El PEM P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a la Transportista en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el “PEM P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los

Mochis, Culiacán y Mazatlán" propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación en junio de 2027 y enero de 2027 respectivamente.

Por lo anterior, la problemática de sobrecarga continuará hasta la entrada en operación de las obras que forman parte de los proyectos mencionados.

CUADRO 7.5.13. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA MAZATLÁN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	209.5	94.3	42.2	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	188.0	94.0	51.0	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73990- Mazatlán Oriente	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	237.5	135.35	155.2	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40- SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10- SE Villa Unión	163.4	73.5	22.4	45	Subterráneo
Mazatlán Uno - 73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	174.1	113.2	42.9	65	Subterráneo
Mazatlán Dos -73NO0- Mazatlán Zapata	Mazatlán Centro -73500- Del Mar	118.7	77.1	97.5	65	Subterráneo

Incremento de la Confiabilidad de la transformación de la zona Mazatlán

En la zona Mazatlán, se presentan problemática de sobrecarga en los AT de la zona, ante el disparo del T7 de Mazatlán Dos se presenta una sobrecarga mayor del 20 % de su capacidad nominal en el AT4 y AT5 de Mazatlán Dos y el AT2 de SE El Habal.

Debido a las problemáticas presentadas se pone en riesgo el suministro de energía eléctrica, afectando la Continuidad y Calidad en el servicio en la zona de Mazatlán, para solucionar la problemática se propuso el proyecto " P20-NO6 Incremento de la confiabilidad de la Transformación de la zona Mazatlán" para garantizar en mediano plazo el suministro de energía eléctrica, además de mejorar la Confiabilidad del sistema al proponer equipos de compensación inductiva para control de tensión en los periodos de baja carga y minimizar la problemática de sobrecarga en los autotransformadores de la zona Mazatlán. El análisis de contingencias para el año 2029 se muestra en el Cuadro 7.5.14.

El proyecto consiste en sustituir ambos AT de 230/115 kV en la SE Mazatlán Dos por otros dos equipos con capacidad de 225 MVA cada uno.

Al mismo tiempo, en la misma zona, se presenta la saturación en el AT2 de la SE El Habal, que debido a la impedancia de diseño de cada uno de ellos, se cargan en diferente proporción a pesar de ser de la misma capacidad (100 MVA), para solucionar esta segunda problemática se requiere sustituir el AT1 de SE El Habal por un autotransformador que será retirado de la SE Mazatlán Dos, que tienen impedancia similar al existente en la SE El Habal con lo cual se redistribuyen los flujos de manera equitativa, resolviendo la sobrecarga en la SE Habal y aplazando la necesidad de ampliar la capacidad de transformación. Además, se utilizará el segundo equipo de transformación para atender el suministro en la SE Piaxtla, de esta forma se optimizan los recursos de transformación de la zona Mazatlán y se atienen diferentes problemáticas.

Con la integración del proyecto descrito y la adición de compensación inductiva reactiva en la SE Mazatlán Dos. se mejora la Confiabilidad de la Red Eléctrica, la flexibilidad operativa y Calidad en el servicio, permitiendo satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, asegurando el suministro a futuros desarrollos Industriales, comerciales y residenciales en la zona Mazatlán.

El proyecto P20-NO6 proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. La Transportista reportó a CENACE su entrada en operación para abril de 2027.

CUADRO 7.5.14. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA MAZATLÁN EN BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN 2030

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
MZD-T7	MZD-AT4	216.4	216.4	111.8	100
	MZD-AT5	216.4	216.4	111.9	100
	HBL-AT2	118.2	118.2	94.1	100

Actualmente, se encuentra en estudio la incorporación del CC Mazatlán de 569 MW de capacidad y que se pretende interconectar en la SE Mazatlán Dos, por lo que se han definido los refuerzos de transmisión necesarios para evacuar la energía eléctrica de la SE Mazatlán Dos, además, se definirá el impacto del proyecto de generación en las obras que forman parte del Proyecto P20-NO6, una vez que se rengan los resultados se procederá a hacer una reevaluación o bien, la confirmación de cada una de las obras del proyecto.

Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte

En el PAMRNT 2021-2035 se propuso el proyecto I20-SIN1 el cual involucra a las GCR: Noroeste, Norte y Occidental, este proyecto soluciona la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte. El proyecto consiste en reforzar la Red Nacional de Transmisión en 400 kV entre las SE Choacahui, Culiacán Poniente, Mazatlán Dos, Tepic Dos y Cerro Blanco; así como la instalación de equipos de compensación reactiva dinámica en SE de la Red Eléctrica troncal.

Este proyecto fue identificado en el PAMRNT 2020-2034, se realizó el estudio donde se definió la Red Eléctrica asociada para incrementar la capacidad de transmisión entre las distintas compuertas de la GCR Noroeste. Se incorporó en el PAMRNT 2021-2035, y fue instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024 para los equipos de compensación y 2025 para el resto de las obras de transmisión.

La Transportista reportó a CENACE que el proyecto se encuentra en construcción y ejecución de obras. Se estima tener concluido el proyecto en enero de 2026 para la primera fase, mientras que para la Fase 2 en sus tres etapas entre enero y marzo de 2026.

Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste

Se detectaron interruptores que rebasan su capacidad interruptiva de cortocircuito con base en el listado de niveles de corto circuito publicado en la página del CENACE y con la información oficial de la Transportista sobre los datos técnicos de los interruptores existentes en SE de la GCR Noroeste.

Se requiere la sustitución de interruptores por nuevos equipos de mayor capacidad, si no realiza la sustitución de estos, se reduce la Confiabilidad en los equipos instalados en la RNT, aumentando la probabilidad de fallas permanentes en dichos interruptores y así como una posibilidad de explosión en los equipos, lo que provocaría daños colaterales en los equipos eléctricos instalados en SE, afectando la Continuidad del servicio.

Este proyecto fue identificado con el PEM M18-NO1 en el PAMRNT 2018-2032, y fue instruido por SENER a la Transportista en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. La Transportista reportó a CENACE que se estima tener concluido el proyecto en agosto de 2026.

7.6. Impacto en la Gerencia de Control Regional Norte

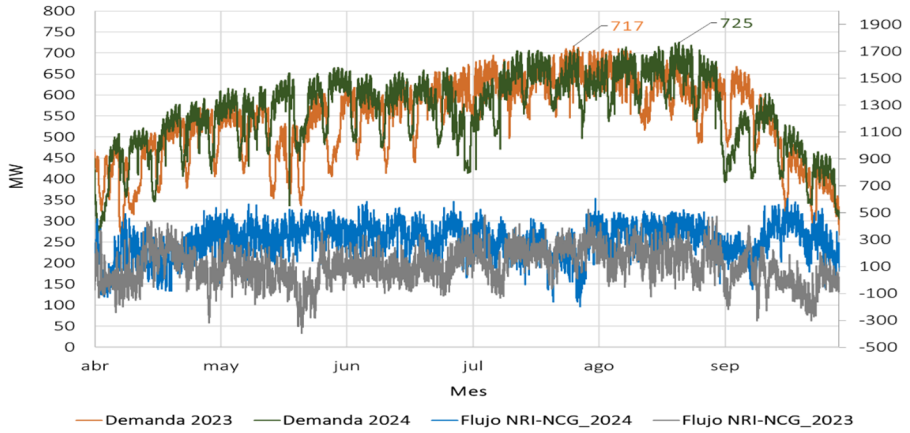
7.6.1. Zonas Moctezuma y Casas Grandes

El proyecto instruido P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”, en el cual se considera la instalación de un autotransformador de 225 MVA relación 230/115 kV en SE Cuadro de Maniobras Santa María y compensación de potencia reactiva capacitiva por un monto total de 105 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en febrero de 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

Sin embargo, el proyecto instruido presenta un diferimiento considerable, con una nueva fecha de entrada en operación estimada por la Transportista para agosto de 2027. Los diferimientos en las obras mencionadas impactarán en el suministro de energía eléctrica de la zona Moctezuma-Casas Grandes.

En los últimos años, el sector agrícola ha detonado de manera acelerada, incrementando el consumo de energía eléctrica en la región. Esto ha hecho necesario el incremento en la capacidad de transformación en las SE principales o de potencia en el nivel de tensión de 230 a 115 kV. En el año 2024, la región Moctezuma - Nuevo Casas Grandes alcanzó una demanda eléctrica máxima de 725 MW el 21 de agosto de 2024 (ver Figura 7.6.1), llevando la carga de los transformadores de las SE Nuevo Casas Grandes (NCG AT-97, AT-98 y AT-99) y Moctezuma (MCZ AT-97 y AT-99) por encima del 100% de su capacidad nominal; así como bajos niveles de tensión en la Red Eléctrica de 115 kV. Esto se debe, principalmente, a que la Red Eléctrica que alimenta las cargas de la región tiene una configuración poco mallada con Líneas de Transmisión radiales de grandes longitudes.

FIGURA 7.6.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA LA REGIÓN MOCTEZUMA-CASAS GRANDES Y FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LT DE 230 KV DE NACOZARI-CASAS GRANDES DURANTE 2023 Y 2024



La alimentación principal de la región Moctezuma - Nuevo Casas Grandes es a través de 3 SE que cuentan con autotransformación de 230/115 kV, estas SE son Moctezuma (100 y 225 MVA), Nuevo Casas Grandes (3x100 MVA) y Ascensión II (2X100 MVA).

En el verano de 2024 en la región de Moctezuma-Nuevo Casas Grandes el AT-97 de 225 MVA relación 230/115 kV y el AT-99 de 100 MVA relación 230/115 kV de la SE Moctezuma, presentaron valores máximos de carga de 112 % y 115 % de su capacidad nominal respectivamente (ver Figura 7.27) y problemas de bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV. En caso de haberse presentado el disparo del AT-99, la sobrecarga en el AT-97 llegaría a valores de 340 MVA (una carga del 151 %), y viceversa con el disparo del AT-97, la sobrecarga en el AT-99 llegaría a valores de 336 MVA (una carga del 336 %), con el consiguiente disparo y colapso de la zona.

El AT-97, AT-98 y 99 de 100 MVA relación 230/100 kV en la SE Nuevo Casas Grandes, presentaron cargas de 113%, 114% y 110 % de su capacidad nominal respectivamente, realizando afectaciones manuales para disminuir su carga a valores operables acción necesaria para mantener el suministro eléctrico, pero degradando la Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la región. (ver Figura 7.6.2).

FIGURA 7.6.2. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES DE MOCTEZUMA DURANTE 2024

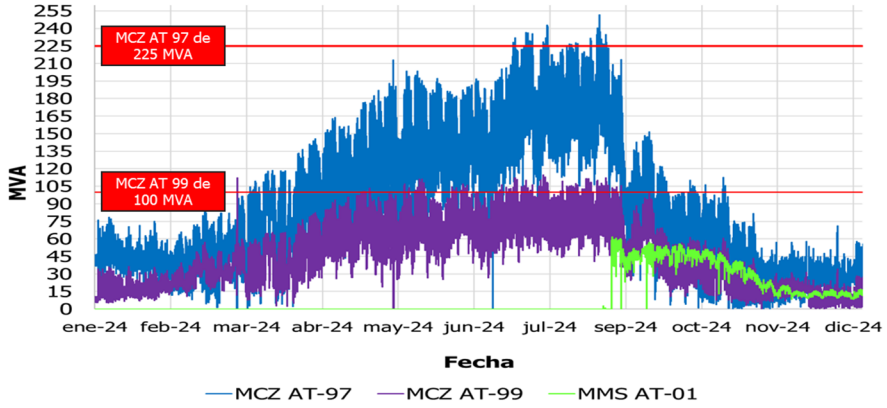
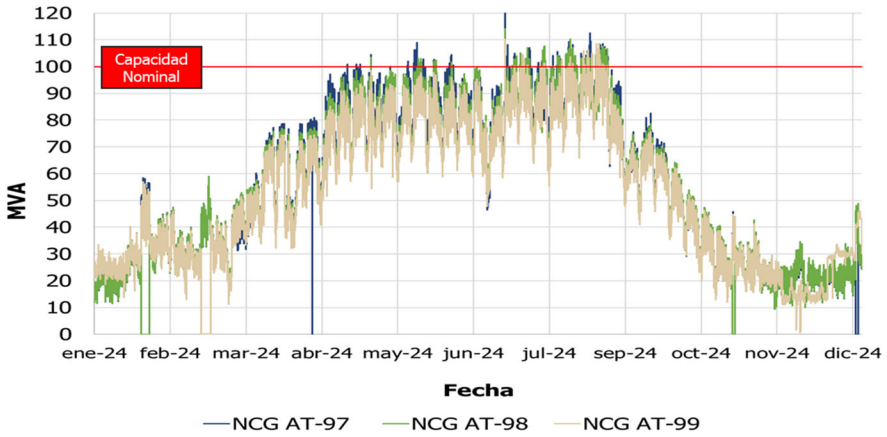


FIGURA 7.6.3. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES DE NUEVO CASAS GRANDES DURANTE 2024



Se observa que durante el efecto de la pandemia de COVID-19 se presentó un decremento en la demanda de 1.8% en 2021, posteriormente la demanda se recupera en 2022 y 2023 con crecimientos inesperados de 8.4% y 11.2% respectivamente. Con tal demanda se presentaron problemas de bajas tensiones y sobrecargas en la transformación de región, ocasionando afectaciones de carga por operación de protecciones y algunas afectaciones manuales para disminuir la carga de los autotransformadores a valores operables, acción necesaria para mantener el suministro eléctrico.

De la Figura 7.6.4 a la 7.6.8 se puede observar la proyección de la curva de duración de carga de los transformadores de la SE Nuevo Casas Grandes (AT-97, AT-98 y AT-99) y Moctezuma (AT-99 y AT-97) esperada para 2025 y 2026, considerando el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS 2025–2039). La línea roja muestra el límite de la capacidad nominal de los transformadores (100 y 225 MVA cada uno), por lo que para el 2026 en condiciones de Red Eléctrica Completa, representaría una energía eléctrica en riesgo acumulada de 28,399 MWh por la suma en AT-97, AT-98 y AT-99 de Nuevo Casas Grandes, y 21,595 MWh por la suma en el AT-97 y AT-99 de Moctezuma para un total de 49,994 MWh.

FIGURA 7.6.4. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE NUEVO CASAS GRANDES AT-97 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026

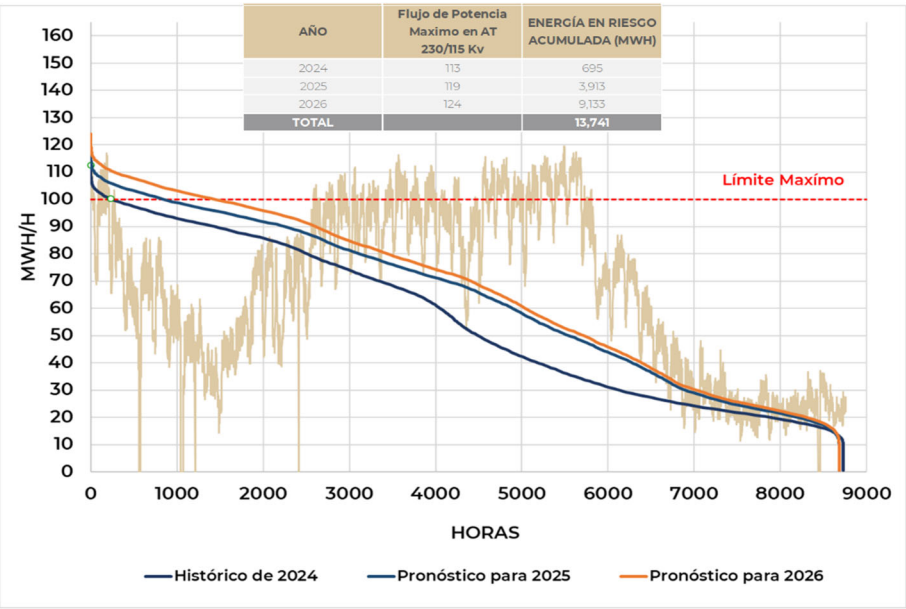


FIGURA 7.6.5. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE NUEVO CASAS GRANDES AT-98 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026

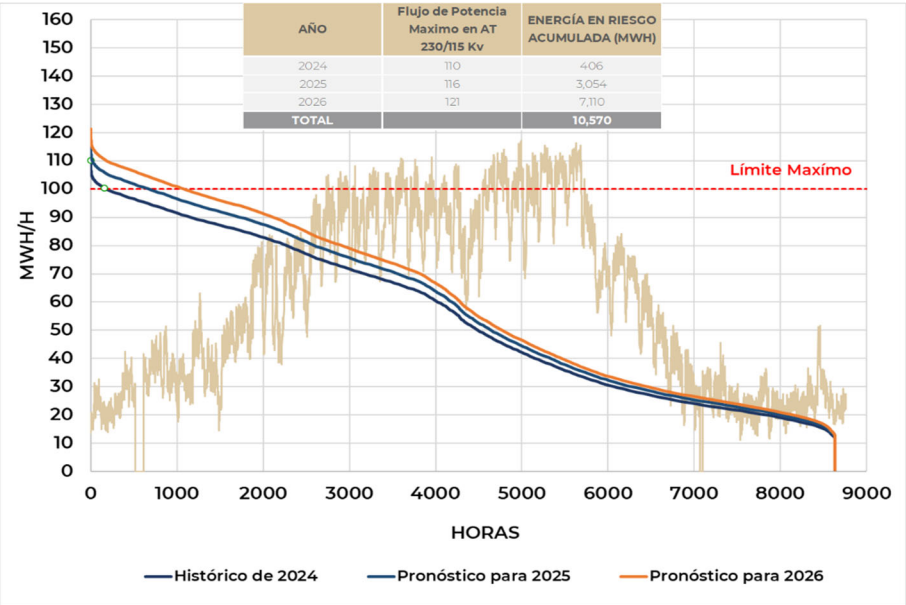


FIGURA 7.6.6. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE NUEVO CASAS GRANDES AT-99 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026

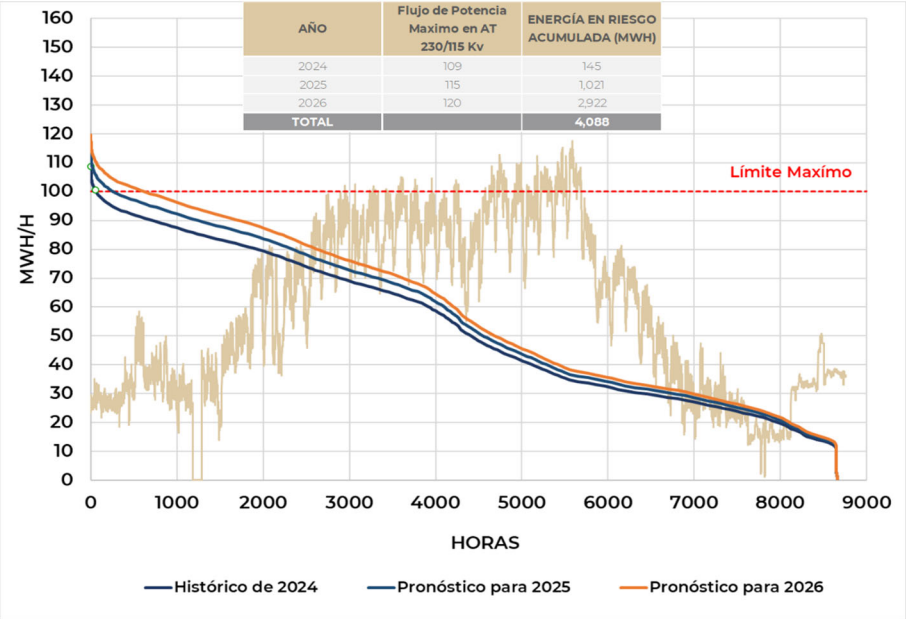


FIGURA 7.6.7. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE MOCTEZUMA AT-99 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026

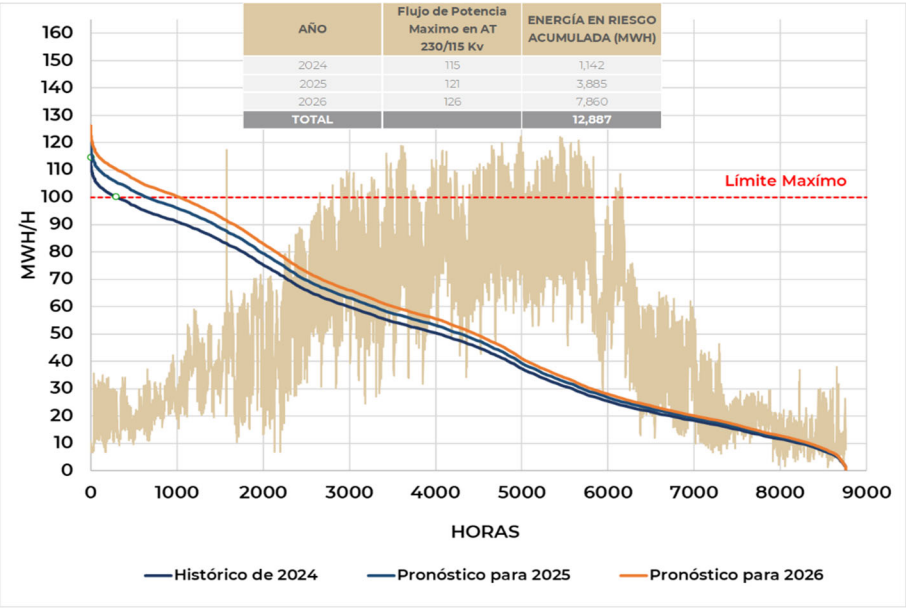
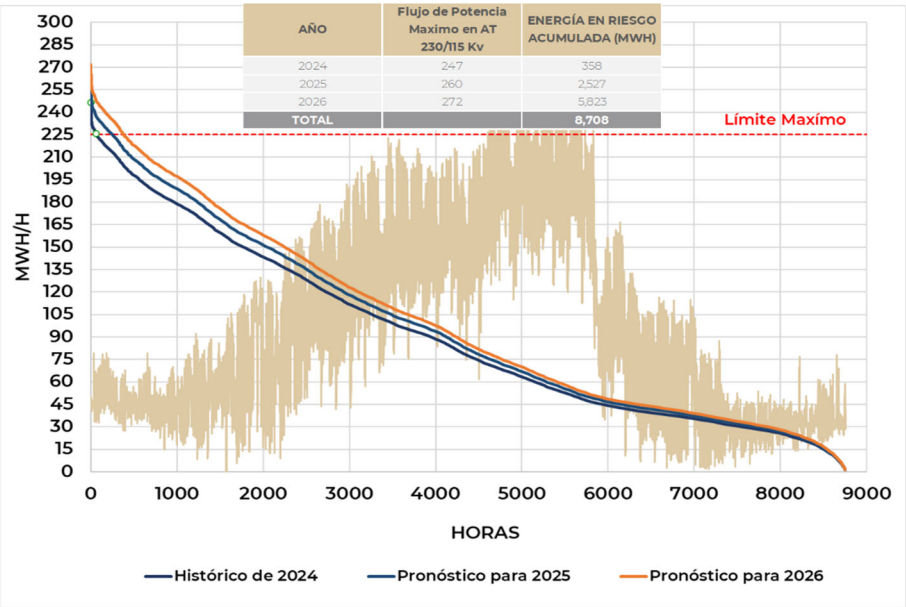


FIGURA 7.6.8. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE MOCTEZUMA AT-97 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026



Es importante mencionar que se tienen solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación de las obras mencionadas en el proyecto instruido P20-NT2. De continuar con la problemática actual, las nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región no podrían atenderse, mientras que la carga actual de la zona no tendría el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como ante contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad requeridas.

Por tales motivos, con la finalidad de seguir atendiendo los crecimientos de demanda en la región de Casas Grandes y Moctezuma, así como para minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de Autotransformadores y Líneas de Transmisión, con la posibilidad de generar un disturbio mayor para la región, resulta necesario adicionar capacidad de transformación y compensación para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Con el objetivo de reducir la carga en los Autotransformadores de las SE Moctezuma y Nuevo Casas Grandes, el 23 de agosto de 2024 se llevó a cabo la instalación de un AT provisional de 100 MVA relación 230/115 kV en la SE Cuadro de Maniobras Santa María (MMS AT-01). Sin embargo, esta medida no será suficiente (ver Figura 7.6.9).

Con el Autotransformador (provisional) en la SE Cuadro de Maniobras Santa María, la región Moctezuma-Nuevo Casas Grandes cuenta con una capacidad nominal total de 925 MVA. En la Figura 7.6.10 se puede observar el comportamiento de la carga en los autotransformadores de la región para los próximos años, donde incluso con el MMS AT-01 (provisional) se presentarían sobrecargas en MCZ AT-99.

Estas sobrecargas se resolverían con la entrada de este proyecto instruido P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”.

FIGURA 7.6.9. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES DE CUADRO DE MANIOBRAS SANTA MARÍA DURANTE 2024

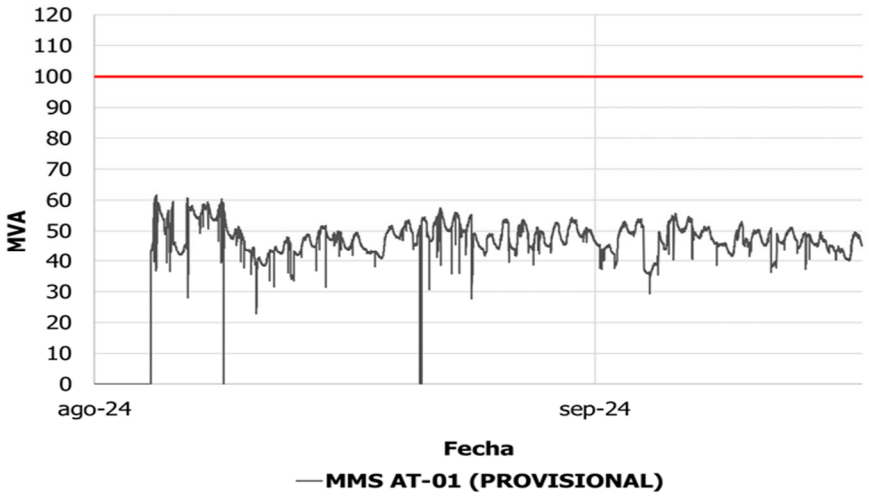
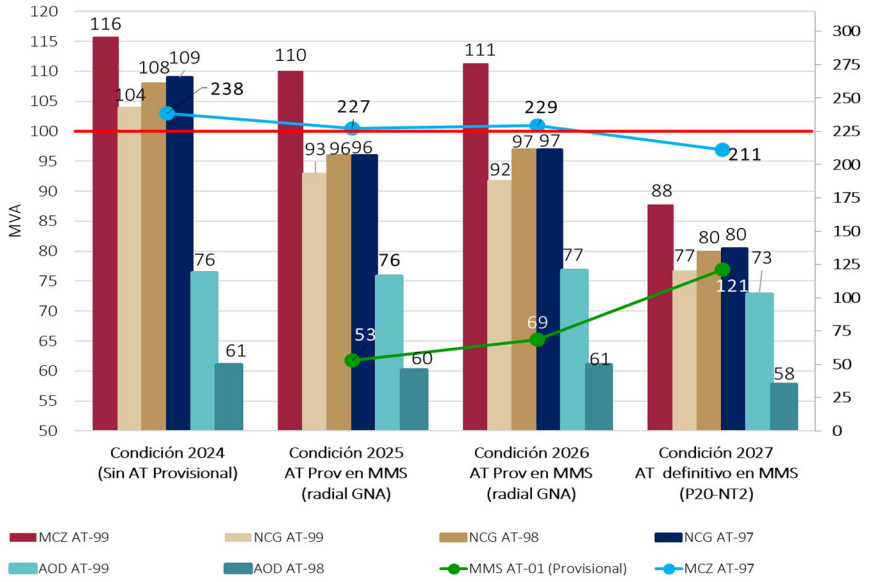


FIGURA 7.6.10. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES DE REGIÓN MOCTEZUMA-NUEVO CASAS GRANDES DURANTE PARA 2026



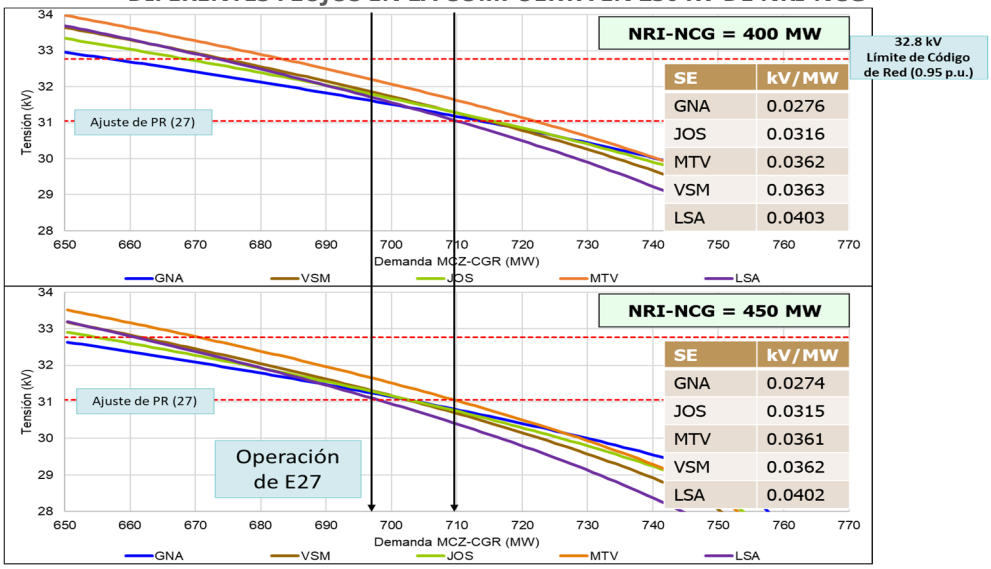
Debido al crecimiento de la demanda que se ha presentado en la zona de influencia en los últimos años y al pronóstico para los años siguientes, se presentarán tensiones inferiores a 0.95 pu. (límite definido por Código de Red), lo anterior se debe en parte a la topología de la Red Eléctrica conformada por Líneas de Transmisión de grandes distancias y configuración radial, además de no contar con suficientes recursos de potencia reactiva para un adecuado control de tensión en la región, ocasionando tiros de carga permanentes ante la pérdida de algún elemento de la Red Eléctrica.

Actualmente, con la interconexión de nuevas CE en el norte del país, particularmente en la GCR Noroeste, ha ocasionado que se incremente el flujo por la Compuerta Nacozari - Nuevo Casas Grandes, por tal motivo, al evaluar la Contingencia Sencilla más Severa (CSS) que sería el disparo de una de las Líneas de Transmisión en 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes, ocasiona la operación de esquemas de protección 27 por baja tensión en la Red Eléctrica (ver Figura 7.6.11).

Esta condición de operación se presenta debido a las características de la Red Eléctrica poco mallada y muy longitudinal, además del tipo de carga con motores de inducción que es altamente sensible a las variaciones de la propia carga, por lo tanto, el problema de bajas tensiones se agudiza con la ocurrencia de contingencias. Adicionalmente, la falla de transformación en la región ocasionaría cargas por arriba del 120% en el transformador en paralelo de las principales SE de la región.

En la Figura 7.6.11 se presentan las Curvas PV de la Red Eléctrica para un escenario de demanda máxima en la región de Moctezuma-Nuevo Casas Grandes. Las curvas mostradas son el resultado de la tensión en diferentes SE de la región, lo anterior ante diferentes flujos en la Compuerta de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes e incrementando la demanda de la región. Debido a la configuración longitudinal que se tiene en este sistema, se realizó el análisis de la Zona de influencia (región Moctezuma-Nuevo Casas Grandes). En el eje horizontal de la gráfica se presenta la demanda eléctrica de la región y en el eje vertical se muestra la tensión en diferentes SE con una mayor sensibilidad al aumento del flujo de potencia.

FIGURA 7.6.11. CURVAS PV ANTE INCREMENTO DE LA DEMANDA EN LA REGIÓN DE MCZ-NCG, CON DIFERENTES FLUJOS EN LA COMPUERTA EN 230 KV DE NRI-NCG



CUADRO 7.6.1. SOBRECARGA DE AT EN LA SE NUEVO CASAS GRANDES (AT-98 Y AT-99) Y SE MOCTEZUMA (AT-97 Y AT-99) EN 2026

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	**111**	**Caso sin contingencia**
	100	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	340	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)	**224**	**Caso sin contingencia**
	103	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	336	Disparo de MCZ AT-99 - 230/115 kV (225 MVA)

El proyecto P22-NT2 “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2024. El proyecto instruido considera la instalación de 205 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Zona, mediante la entrada en operación de 9 bancos de capacitores en la Red Eléctrica de 115 kV.

De acuerdo con información de la Transportista la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a diciembre de 2026.

Actualmente derivado al crecimiento normal de la demanda en la zona de Cuauhtémoc, se han presentado tensiones menores a los establecidos en el Código de Red (0.95 pu.). La topología de la Red Eléctrica provoca problemas para la regulación de tensión en la región, ocasionando en algunos escenarios operativos con Red Eléctrica completa (sin contingencia), la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Esta condición empeorara para los próximos años y ante contingencia sencilla (n-1) se presentarían tensiones inoperables, lo que llevaría afectaciones de carga y a un posible colapso de la región.

En el Cuadro 7.6.2 se presenta un análisis de contingencias en 2026 sin considerar las obras del proyecto P20-NT1, para mostrar las problemáticas de bajas tensiones en la región de Cuauhtémoc, se puede observar que ante la falla de Líneas de Transmisión de 230 kV en la región ocasionaría el colapso de tensión en la región.

CUADRO 7.6.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN ESCENARIO PREVISTO EN LA REGIÓN DE CUAUHTÉMOC EN 2026 (SIN PROYECTO) – TENSIONES EN SE.

SE Monitoreada (kV)	Tensión		Contingencia
	pu.	kV	
QVD, CHC, MEN, MBA, AVO, NCB	Colapso tensión		Salida de LT CHD-93860-END

7.6.2. Región Mesteñas

El Suministro Eléctrico para la SE Mesteñas es a través de una Línea de Transmisión en 230 kV que se conecta de forma radial a una distancia de 124 km desde la SE Francisco Villa. De la SE Mesteñas, sale una Línea de Transmisión radial en 230 kV de 103 km que da suministro a la Minera del Norte, S.A. de C.V. (Planta Hércules). Adicionalmente, por la Red Eléctrica de 115 kV de la SE Mesteñas se brinda Suministro Eléctrico a carga mayormente del tipo agrícola de los municipios de Camargo, Julimes, Ojinaga, El Oasis, Aldama y Coyame, del estado de Chihuahua.

El proyecto P20-NT1 "Soporte de tensión para la región Mesteñas", el cual considera la instalación de un STATCOM de +/- 40 MVAr en la SE Oasis y compensación de potencia reactiva capacitiva fija por un monto total de 45 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

Sin embargo, de acuerdo con la información proporcionada por la Transportista presenta un diferimiento con la fecha actualizada de entrada en operación para febrero de 2028.

En 2023 y 2024 se presentaron problemas de baja tensión en la región de Mesteñas. La tensión en esta región es muy sensible a los cambios de carga, principalmente bombeo para riego agrícola, lo que ha ocasionado en demandas altas con Red Eléctrica completa (sin contingencia) la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al operar el esquema de baja tensión y desconectar carga, la tensión se eleva y entonces operan los esquemas por alta tensión (PR-59) de los bancos de capacitores, lo que trae como consecuencia, variaciones importantes en la tensión de las SE de esa región. Debido a estas condiciones no será posible otorgar nuevos servicios o incrementos de carga en la región.

Cabe destacar que se han atendido solicitudes de Conexión, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P20-NT1. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión en la zona de influencia de la SE Mesteñas.

En el Cuadro 7.6.3 se presenta un análisis de contingencias en 2026 sin considerar las obras del proyecto P20-NT1, para mostrar las problemáticas de bajas tensiones en la región de la SE Mesteñas, se puede observar que ante la falla de Líneas de Transmisión de 115 kV en la región ocasionaría el colapso de tensión en la región.

CUADRO 7.6.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN ESCENARIO PREVISTO EN LA REGIÓN DE MESTEÑAS EN 2026 (SIN PROYECTO) – TENSIONES EN SE

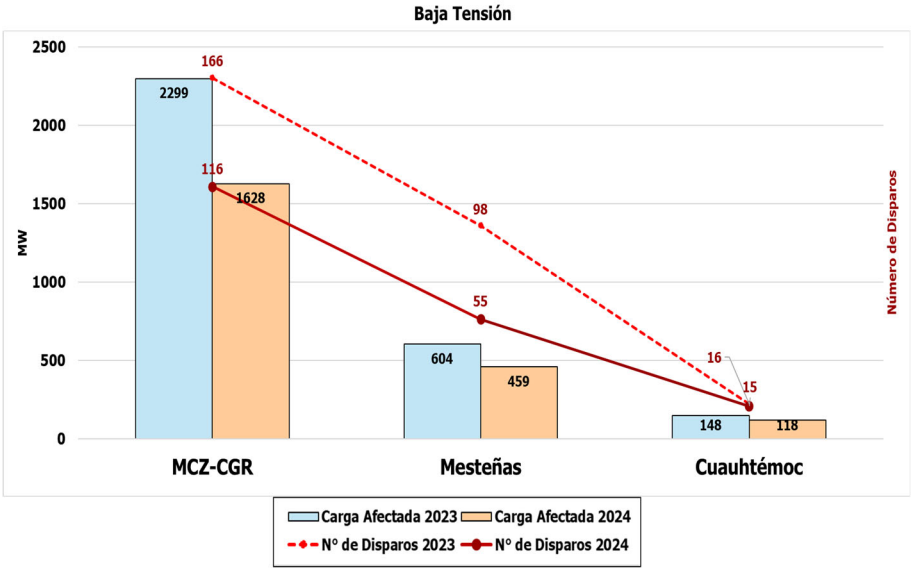
SE Monitoreada (kV)	Tensión		Contingencia
	pu.	kV	
NHO, OAS, OJI, TRE, TSM	Colapso tensión		Salida de LT MES-73740-TSM (160 MVA)
NHO, OAS, OJI, TRE, TSM	Colapso tensión		Salida de LT MES-73730-NHO (160 MVA)

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P20-NT1 "Soporte de tensión para la región Mesteñas", se tendría degradación en la Calidad de tensión en todas las SE de la región y el posible colapso ante el disparo de Líneas de Transmisión, además no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

En la Figura 7.6.12 se presenta la estadística de la Carga afectada y el número de disparos por operación de esquemas de protección 27 por baja tensión en la Red Eléctrica, para las diferentes regiones o zonas con problemas de tensión.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año. En caso de no entrar en operación las obras del proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”, P20-NT1 “Soporte de tensión para la región Mesteñas” y P22-NT2 “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” se esperan tensiones por debajo de Límites Operativos permisibles de 0.95 pu., afectación de carga y problemas para brindar el suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga.

FIGURA 7.6.12. AFECTACIÓN DE CARGA POR OPERACIÓN DE PROTECCIÓN POR BAJA TENSIÓN



7.6.3. Zona Urbana de Juárez

El proyecto P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2”, el cual considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA relación 230/115 kV en la SE Paso del Norte, fue propuesto con en el PAMRNT 2022-2037 e instruido por SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2026.

De acuerdo con información de la Transportista la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a octubre de 2026.

La alimentación principal de la zona urbana de Juárez es a través de 4 SE que cuentan con autotransformación (AT) de 230/115 kV, estas SE Terranova (300 MVA) que ha presentado cargas por arriba del 100% de su capacidad nominal, la SE Paso del Norte (300 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4X100 MVA) estas a su vez han presentado cargas por arriba del 90% se su capacidad nominal.

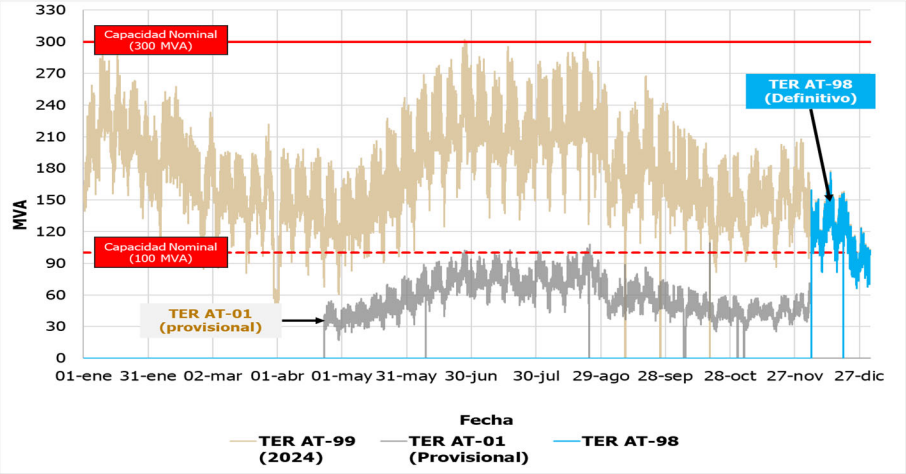
El 21 de abril de 2024, con el objetivo de reducir la carga del AT-99 de la SE Terranova, en dicha SE se instaló un AT provisional de 100 MVA relación 230/115 kV AT-01, sin embargo, en verano de 2024, el TER AT-99 y el AT-01 (provisional) presentaron valores de carga del 100% de su capacidad nominal (ver Figura 7.6.13).

En la zona se tenía proyecto instruido "P19-NT1 Terranova Banco 2", que consiste en un nuevo AT de 300 MVA relación 230/115 kV, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para agosto de 2024. El proyecto tiene un avance del 100% y actualmente se encuentra en operación con una Fecha de Entrada en Operación del 2 de diciembre de 2024.

Ante el disparo de cualquiera de los AT de 300 MVA provocaría la sobrecarga de Líneas de Transmisión de 115 kV, autotransformadores y el posible colapso de la zona urbana de Juárez. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

Actualmente para soportar la contingencia sencilla (N-1) de un AT en la SE Paso del Norte de 300 MVA, se solicitó a CFE-Transmisión la implementación de un EAR, afectando carga de tipo residencial e industrial. Este proyecto se pospuso y actualmente tiene fecha de entrada en operación para junio de 2026 conforme a la información manifestada por CFE-Transmisión.

FIGURA 7.6.13. COMPORTAMIENTRO DE LA CARGA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES DE TERRANOVA



Es importante destacar que derivado al efecto Nearshoring después de la pandemia COVID-19, especialmente en la parte norte del país; en la zona urbana de Ciudad Juárez del estado de Chihuahua se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la Red Eléctrica de 115 kV, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto instruido "P19-NT1 Terranova Banco 2" y/o "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2". En tanto no se construyan dichos proyectos instruidos las solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la zona urbana de Ciudad Juárez estarán condicionadas a la entrada en operación de dichas obras. Actualmente, se han presentado nuevas solicitudes con punto de conexión en la Red Eléctrica de 230 kV, lo anterior para evitar los problemas de transformación de 230/115 kV y retrasos en sus proyectos de conexión.

De la Figura 7.6.14 y 7.6.15 se puede observar la proyección de la curva de duración de carga de los transformadores de la SE Paso del Norte (AT-99) y Reforma (AT-04) esperada para 2025 y 2026, considerando el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS 2025–2039).

En el Cuadro 7.6.4 se presenta un análisis de contingencias en 2026 para mostrar la sobrecarga en AT ante la falla del autotransformador en la SE Paso del Norte.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Paso del Norte Banco 2”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún autotransformador probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

FIGURA 7.6.14. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE PASO DEL NORTE AT-99 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026

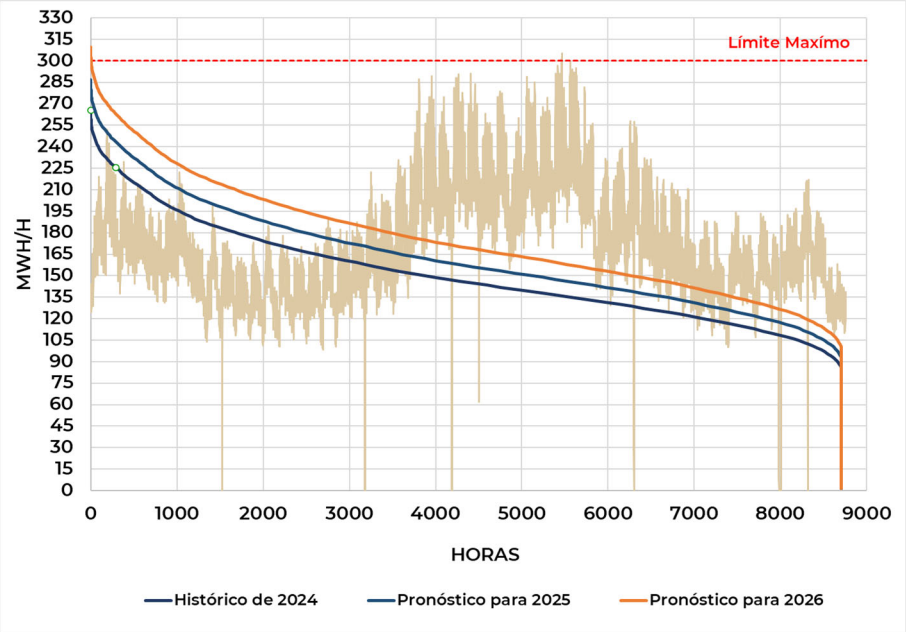
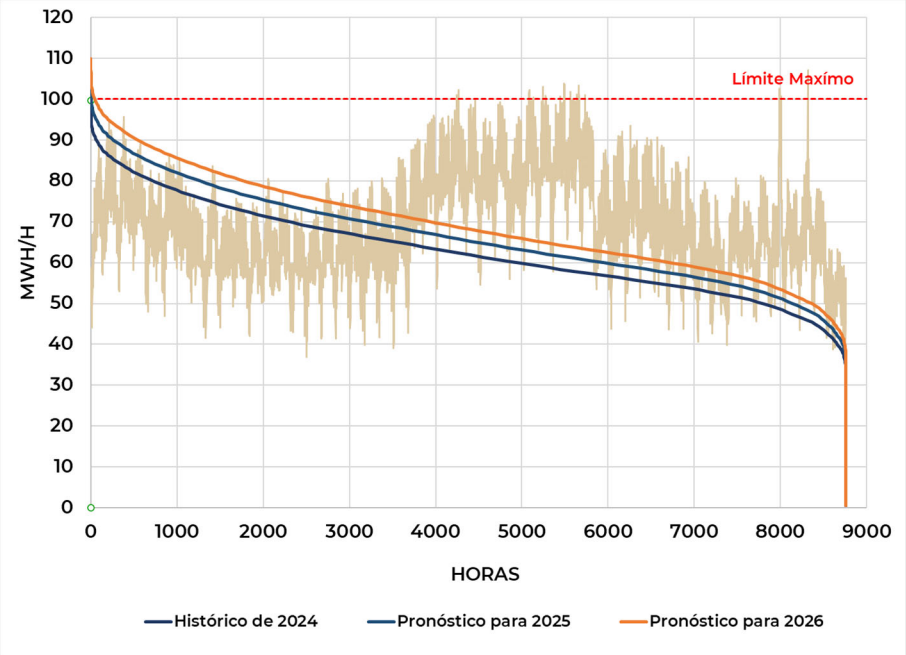


FIGURA 7.6.15. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE PASO DEL NORTE AT-99 EN LOS PERIODOS: ENERO 2024 – DICIEMBRE 2024 Y PRONÓSTICO A 2026



CUADRO 7.6.4. CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES ZONA URBANA DE JUÁREZ EN 2026

Banco de transformación (Capacidad MVA)	flujo (MVA)	Contingencia
VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)	97 **130**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
VJZ AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	95 **127**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
VJZ AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	95 **126**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-01 - 230/115 kV (100 MVA)	84 **118**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-02 - 230/115 kV (100 MVA)	85 **119**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-03 - 230/115 kV (100 MVA)	86 **120**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-04 - 230/115 kV (100 MVA)	**110** **152**	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	246 280	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
TER AT-98 - 230/115 kV (300 MVA)	246 280	**Caso sin contingencia** Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)

La dependencia principal de un solo elemento de transformación en la SE Paso del Norte ocasiona que, ante la pérdida de este equipo, en la Red Eléctrica se puedan presentar sobrecargas en autotransformadores, cortes de carga y en el peor de los casos, un colapso de tensión en Ciudad Juárez. Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es bastante alto.

Por esta situación, en caso de no entrar en operación en la fecha programada las obras del proyecto instruido P22-NT1 "Paso del Norte Banco 2", será necesario la implementación de Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la zona y/o la implementación de un nuevo EAR para solventar la problemática ante el disparo del AT-99 de SE Paso del Norte. Acción necesaria para mantener la Confiabilidad de la ZOT Juárez y evitar eventos como el descrito anteriormente.

7.6.4. Zona Camargo

El proyecto P17-NT5 "Francisco Villa Banco 3", el cual considera la instalación de un autotransformador de 100 MVA relación230/115 kV, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2019, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023. Sin embargo, este proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2028 de acuerdo con la última información proporcionada por el transportista.

En 2024, los autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Francisco Villa (AT-98 y AT 99) operaron por arriba del 90% de su capacidad nominal. Ante el disparo de uno de ellos provocaría una carga por arriba de 185 MVA en el otro AT, lo que pudiera provocar la pérdida de este autotransformador y dejaría sin Suministro Eléctrico a una región importante de la zona. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando carga de tipo residencial e industrial.

Para el pronóstico de 2026, se espera que la demanda alimentada por la SE Francisco Villa sea de 198 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto P17-NT5 "Francisco Villa Banco 3", se presentaría una carga por arriba de su capacidad nominal en cada uno de los autotransformadores actuales.

En el Cuadro 7.6.5 se presenta un análisis de contingencias en 2026 sin las obras del proyecto P17-NT5, para mostrar la sobrecarga que se presentaría en los autotransformadores en la SE Francisco Villa (AT-99 y AT-98). Se puede observar que, ante la falla de un AT, el paralelo presentaría una carga de 202 MVA, con alta probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P17-NT5 "Francisco Villa Banco 3", se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y la posible pérdida de suministro de una parte importante de la zona. Además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región e incrementado el riesgo de afectación de carga ante alguna eventualidad en la red.

CUADRO 7.6.5. SOBRECARGA DE LOS AT EN LA SE FRANCISCO VILLA (AT-99 Y AT-98) EN 2026.

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Flujos (MVA)	Contingencia
FVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	**101**	**Caso sin contingencia**
	202	Salida de FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)
FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	**99.9**	**Caso sin contingencia**
	202	Salida de FVL AT-98- 230/115 kV (100 MVA)

El proyecto P22-NT3 “Soporte de Tensión en ZOT Camargo”, el cual considera la instalación de compensación de potencia reactiva capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV por un monto total de 70 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, e instruido por SENER a la Transportista con una fecha de entrada en operación abril de 2024. Sin embargo, este proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2026 de acuerdo con la última información proporcionada por el transportista

De acuerdo con el crecimiento de la demanda en la zona que se ha presentado en los últimos años y al pronóstico para los siguientes, se espera que desde 2025 en condiciones de Red Eléctrica completa se presenten tensiones inferiores a 0.95 pu. (límite definido por CdR) sin contingencia.

Ante algunas contingencias sencillas de bancos de capacitores o de Líneas de Transmisión en 115 kV puede ocasionar la operación de esquemas de protección por baja tensión en la Red Eléctrica, ocasionando la afectación de carga en la región.

Lo anterior se debe a la topología de la Red Eléctrica conformada por Líneas de Transmisión de grandes longitudes, con configuración radial, además de que no se cuenta con suficiente capacidad de potencia reactiva para un control adecuado de tensión en la zona y que los recursos disponibles de potencia reactiva se encuentran eléctricamente muy alejados de la zona de influencia.

Para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a los Centros de Carga actuales y nuevos, así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y tensiones fuera de límites permisibles operativos, es necesario que entren en operación las obras consideradas en el proyecto instruido P22-NT3 “Soporte de Tensión en ZOT Camargo”.

7.7. Impacto en la Gerencia de Control Regional Noreste

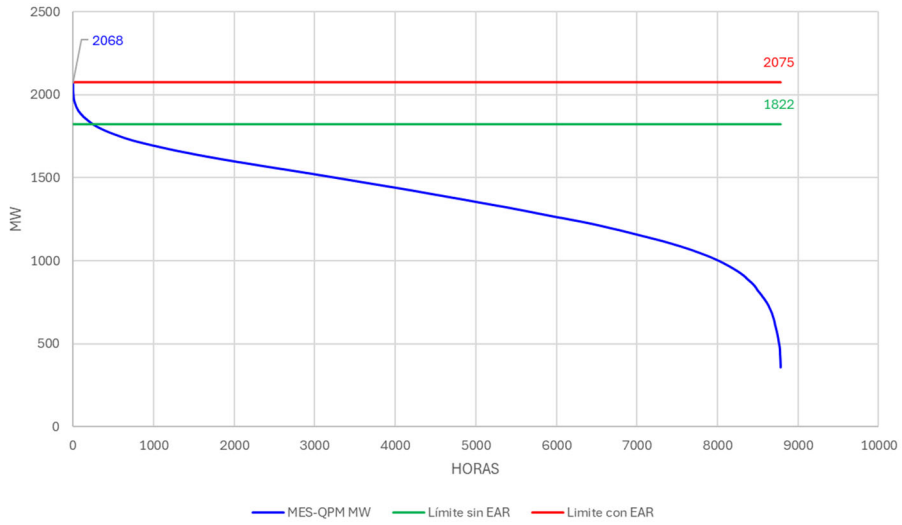
7.7.1. Incremento en la capacidad de transmisión de la Región Noreste al centro del país (I19-CE1)

Este proyecto instruido tiene impacto en la Confiabilidad a nivel SIN, debido a que incrementa la capacidad de transmisión de la GCR Noreste hacia la GCR Central. El proyecto I19-CE1 agrega una nueva trayectoria Noreste – Central que actualmente no existe, ya que la Red Eléctrica existente y el flujo de potencia que normalmente se transporta por la RNT de 400 kV sigue la trayectoria Noreste – Occidental – Central, y Noreste-Oriental-Central. Con la construcción del proyecto mencionado, se libera capacidad de transmisión entre el Noreste y el Occidente, así como entre el Noreste y el Oriental con una reducción importante de pérdidas I2R, el proyecto está dividido en tres etapas, las cuales tienen fecha factible de término por parte de CFE para agosto de 2026 en su etapa 2; noviembre del 2025 para la etapa 3, mientras que la etapa 1 se encuentra en etapa de concurso y se estima que quede terminada para diciembre de 2026.

En la Figura 7.7.1 se ve la curva de duración de potencia activa de la Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro (LT Las Mesas – A3l50 – Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3l60 – Querétaro Potencia Maniobras), comprendida entre el periodo del 1 de enero y el 31 de diciembre del 2024. De esta Figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 2,068 MW, alcanzando el 99.66% del límite de 2,075 MW que corresponde a su Límite Operativo con Esquema de Acción Remedial (EAR), y superando alrededor de 248 horas los 1,822 MW, que corresponde a su Límite Operativo de planeación de largo plazo sin operación de EAR. El retraso de las LT

Las Mesas – Jilotepec Potencia contempladas en este proyecto, ocasionará que el Corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro tenga que operar con límites que restringen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y con el riesgo de disparo de grandes bloques de generación ante contingencia debido al EAR implementado.

FIGURA 7.7.1. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE LA COMPUERTA LAS MESAS – QUERÉTARO, DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024



7.7.2. Zona Metropolitana de Monterrey

Reducción en el nivel de cortocircuito de la Red Eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey

La Red Eléctrica en 115 kV de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a SE de 400/115 kV y 230/115 kV como a las CE en 115 kV, lo cual proporciona un amplio margen de maniobra que se traduce en Confiabilidad para el manejo de flujos de potencia activa en la Red Eléctrica, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante las contingencias más severas. Sin embargo, los mismos factores que hacen a esta Red Eléctrica muy robusta en términos de flexibilidad operativa, también hacen que el nivel de cortocircuito de un gran número de SE de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos.

Lo anterior representa un potencial factor de riesgo para la Confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico y, en general, del sistema eléctrico de la región; comprometiendo el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que puede generar afectaciones a la transferencia de energía eléctrica, interrupciones en el suministro de energía eléctrica a industrias, comercios y usuarios residenciales; así como de posibles daños periféricos a equipos eléctricos ante una posible condición de falla catastrófica (explosión o incendio), que pudiese incluso, derivar en accidentes graves para el personal operativo de mantenimiento.

Tomando en cuenta lo anterior, en caso de presentar un diferimiento en el proyecto asociado en la reducción del Nivel de Corto Circuito (NCC) en la ZMM provocaría el operar en una condición insegura, propiciando las siguientes problemáticas:

Restricción en la incorporación de nuevas CE en la ZMM en los 3 niveles de voltaje (400, 230 y 115 kV), siendo los proyectos por instalar en 115 kV los que tendrían mayor impacto, debido a que ayudan a disminuir la cargabilidad de los elementos de transformación instalados en la zona.

Limitar la sincronización de las UCE ya existentes en la ZMM, con lo cual se vería afectada la disponibilidad de contar con UCE para condiciones de emergencia en caso de disturbios tanto dentro o fuera de la zona.

Limitar la ampliación de la Red Eléctrica en la ZMM, con incorporaciones de elementos que se enlazan de zonas adyacentes.

Se cuenta con SE encapsuladas en hexafluoruro de azufre (SF6) por lo cual el daño de un interruptor por una insuficiente extinción de la falla provocaría la indisponibilidad desde la barra donde se encuentra conectado hasta la SE completa; todo lo anterior en base a la severidad del daño. En consecuencia, una mala operación de segregación de falla por la operación incorrecta de un interruptor puede ampliar la severidad de la falla inicial, propiciando colapsos en la Red Eléctrica parciales o totales de la zona.

Derivado de los altos NCC, fallas con altos niveles de corriente provocarían mayores abatimientos de tensión en la zona, con lo cual se presentaría de forma colateral, afectaciones de carga por las bajas tensiones presentadas.

Los usuarios en Media y Alta tensión de la ZMM no cuentan con las capacidades interruptivas de sus equipos de desconexión instalados actualmente y, en caso de fallas internas cercanas a sus puntos de conexión, pueden provocar daños en sus equipos, con lo cual se estaría provocando una afectación prolongada al suministro del Centro de Carga involucrado.

La fecha de término del proyecto reportada por la Transportista es de agosto de 2025.

Atención al suministro de energía de la zona norte del área Metropolitana de Monterrey

En cuanto al suministro de la demanda, se tiene instruido el proyecto P24-NE1, el cual cosiste en la construcción del segundo banco de transformación de 400/115 kV y 375 MVA en la SE Las Glorias; la sustitución de un banco de la SE Escobedo de 230/115 kV y 100 MVA por uno de 225 MVA; la construcción de una línea de transmisión aislada y operada en 115 kV entre las SE Las Glorias y Real de Palmas; además de tres capacitores en la zona, para un total de 97.5 MVAr y sustitución de Transformadores de Corriente (TC) en 14 líneas de transmisión.

El banco de la SE Las Glorias de 400/115 kV de 375 MVA, alcanzó valores de flujo de hasta 365 MVA durante el 2024, lo que representa el 97% de cargabilidad con respecto a su capacidad nominal, esto sin contingencia. Esta condición se agravará en los próximos años debido al crecimiento pronosticado de la demanda en la zona, con lo cual, los bancos de transformación de SE como Escobedo y Las Glorias, que suministran la energía eléctrica a usuarios residenciales, comerciales e industriales en la zona norte de la ZMM, presentarán un nivel de carga superior a su respectiva capacidad nominal, lo cual, además de ser una condición no operativa para la Red Eléctrica, aceleraría la degradación y recortaría la vida útil de los equipos (bancos de transformación), afectando y disminuyendo directamente la Confiabilidad del SIN en la ZMM.

Debido a que actualmente no se soporta la primera contingencia en la zona, y dado que no se pueden incorporar más centros de carga sin los refuerzos mencionados, se ha tenido que solicitar la implementación de un DAC, que estaría afectando 314 MW aproximadamente, el cual se espera que entre en operación en abril de 2025

El proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025 y se espera que entre en operación en marzo de 2027.

7.7.3. Zona Sabinas

Nueva Rosita Banco 2

En el ejercicio del PAM 2017 se identificó la necesidad de un segundo banco de transformación en la SE Nueva Rosita, por lo que en julio de 2018 se instruyó para la zona Sabinas el proyecto “P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2”, con fecha de entrada en operación necesaria de abril de 2023. Sin embargo, debido a que el proyecto aún no cuenta con recursos asignados, se espera que su fecha de entrada en operación factible sea en diciembre de 2028.

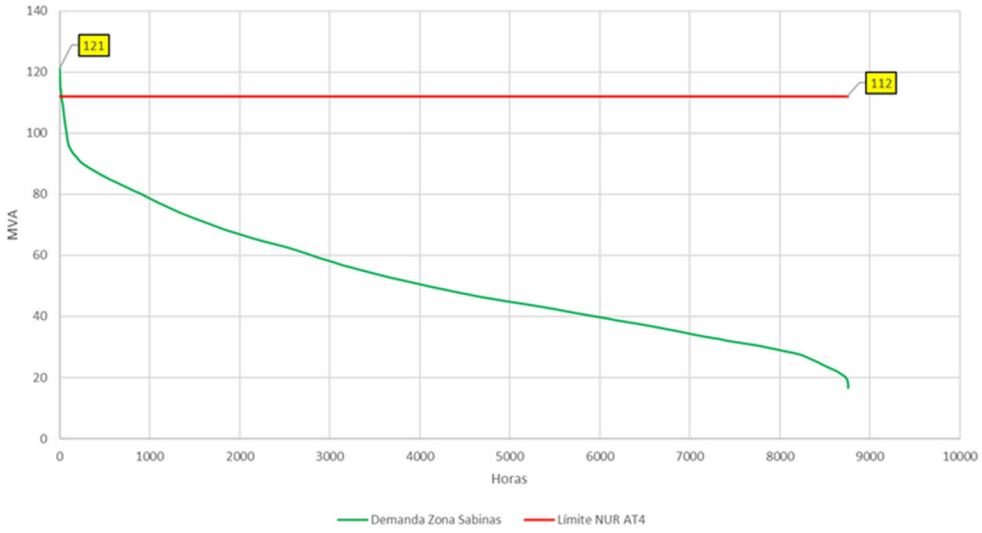
La SE Nueva Rosita es parte de la Red Eléctrica interconectada de la ZOT Coahuila, en el ámbito de operación de la GCR Noreste. Se cuenta con transformación 230/115 kV de 112 MVA, que suministra energía eléctrica a la zona Sabinas, que comprende las poblaciones de Sabinas, Múzquiz, Las Esperanzas, que a su vez son parte de la región carbonífera del estado de Coahuila; además, este banco de transformación es el soporte de reactivos de mayor ayuda para controlar el voltaje de la zona.

Derivado del riesgo de tener la totalidad de la carga de la zona suministrada por un solo autotransformador de 230/115 kV y 100 MVA, y para evitar una probable afectación de carga por saturación de la transformación, en el verano de 2019 se trasladó a la SE Nueva Rosita, de manera temporal un banco de transformación desde la SE Mezcala de características similares a las instruidas en el proyecto (230/115 kV y 100 MVA), el cual se tiene comprometido su regreso una vez que se concluya el proyecto. La conexión de dicho banco de transformación se hizo en la SE Nueva Rosita a manera de tap compartiendo el interruptor de alta tensión con el autotransformador existente, teniendo con esto una instalación que degrada la seguridad del sistema y pone en riesgo el suministro de energía en la zona.

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2025 se presente una demanda de hasta 119 MW en el escenario de verano, como se puede observar en la Figura 7.7.2, lo cual superaría la capacidad nominal del transformador de 230/115 kV de 112 MVA de la SE Nueva Rosita en un 6 %, poniendo en riesgo la capacidad del Suministro Eléctrico para cargas actuales y nuevas solicitudes de Centros de Carga, así como su capacidad de regulación de tensión en la zona Sabinas.

En caso de no realizarse el proyecto o retrasar su entrada en operación, se deberán tomar previsiones para cumplir con su objetivo que es suministrar la demanda de energía eléctrica con los niveles de Confiabilidad adecuados.

FIGURA 7.7.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA DEMANDA DE LA ZONA NUEVA ROSITA DURANTE 2023



Estas medidas pueden incluir ENS por cortes de carga manuales o por falla en algún elemento, lo que implica no atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga, poner en riesgo la integridad de la región ante contingencias sencillas y en los casos más extremos la construcción de obras provisionales que resultan en mayores costos de inversión puesto que al concretarse la construcción del proyecto las obras provisionales tienen que retirarse y reubicarse en otro sitio con el correspondiente sobrecosto asociado.

La operación en Estados Operativos de Alerta o Emergencia forzaría a la implementación de cortes de carga programados y/o la implementación de Esquemas de Protección de Sistema, como cortes de carga por bajo voltaje.

Esto representaría un freno a la economía de las regiones donde se ubica la obra, una reducción en los ingresos por ventas de energía eléctrica, restricciones en el sistema, baja Confiabilidad y un incremento en el costo de explotación.

7.7.4. Zona Matamoros

Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

En el 2020 se instruyó para la zona Matamoros el proyecto “P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros”, con fecha de entrada en operación de abril de 2024. El proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025, por lo que la fecha estimada por la Transportista de entrada en operación sería marzo de 2028.

Este proyecto consiste en la construcción de un segundo banco de transformación de 230/138 kV y de 225 MVA en la SE Matamoros Potencia; una Línea de Transmisión de 14 km entre las SE Matamoros Potencia y Matamoros; una LT de 24 km entre las SE Matamoros Potencia y Lauro Villar; capacitor de 18 MVAr en la SE Valle Hermoso, para dicho proyecto en el presente año se propone el cambio de alcance de metas físicas reubicando el capacitor de 18 MVAr en la SE Valle Sur.

Actualmente la zona Matamoros se alimenta a través de dos autotransformadores de 100 MVA en la SE Lauro Villar, uno de 225 MVA en la SE Llano Grande y otro más de 225 MVA en la SE Matamoros Potencia, todos ellos de relación de transformación 230/138 kV. De igual manera, para el suministro de la zona se cuenta con dos Líneas de Transmisión en 138 kV provenientes de la SE Rio Bravo. Lo anterior ocasiona que ante la indisponibilidad de un elemento de los mencionados (principalmente un elemento de transformación), la capacidad de los autotransformadores que quedan en servicio se vea rebasada, por lo tanto, no se podría atender la totalidad de demanda de la zona y sea necesario realizar cortes de carga.

Los niveles de carga que se han alcanzado en la transformación 230/138 kV de SE en la zona de Matamoros ponen en riesgo la Continuidad y la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la región. En el año 2024 se presentó una demanda máxima en la zona de 604 MW situando al banco de transformación de la SE Matamoros Potencia con 254 MVA, lo que representa el 112.8 % de su capacidad nominal de operación, mientras que el AT de Llano Grande alcanzó un flujo máximo de 114 MVA, es decir, el 100% de su capacidad; y los AT01 y AT02 de Lauro Villar reportaron un flujo máximo de 114 MVA y 111 MVA respectivamente, lo cual representa operar con el 14% y 11 % de sobrecarga, esto con Red Eléctrica completa.

De acuerdo con lo presentado durante el 2023 y 2024, la zona Matamoros opera con los elementos de transformación saturados en condiciones de Red Eléctrica completa, y ante la falla del autotransformador de la SE Llano Grande se ha presentado una sobrecarga en el AT de la SE Matamoros Potencia mayor al 20 %, por lo que se tiene una alta probabilidad de ENS durante los escenarios de demanda máxima y durante la falla del autotransformador y del tiempo del cambio de la fase fallada, según sea el caso.

Por lo anterior, se espera que en la zona Matamoros se presenten escenarios con degradación en la Calidad y Continuidad en el Suministro Eléctrico, con probables afectaciones de carga en la Red Eléctrica que dificulten garantizar el correcto suministro de energía eléctrica en la región; bajo la regulación en materia de Confiabilidad, Continuidad y Calidad de la energía eléctrica establecidos.

Debido a que actualmente no se soporta la primera contingencia en la zona, y dado que no se pueden incorporar más centros de carga sin los refuerzos mencionados, se ha tenido que solicitar la implementación de un DAC, que estaría afectando 130 MW aproximadamente, el cual se espera que entre en operación en abril de 2024.

7.7.5. Zona Nuevo Laredo

Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

En el 2020 se instruyó para la zona Nuevo Laredo el proyecto “P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo”, con fecha de entrada en operación de abril de 2024. Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que inician en 2025, por lo que se espera que su fecha de entrada en operación factible sea en octubre de 2027.

Desde hace varios años, la zona Nuevo Laredo presenta una condición tal que, durante los meses de mayo a septiembre, al presentarse alguna contingencia se tienen afectaciones de carga por variación de tensión, pero ante la ocurrencia de la pérdida de la LT Arroyo del Coyote – A3H30 – Carbón Dos de 400 kV, se puede presentar inestabilidad de voltaje y el colapso de la zona.

Actualmente se tiene implementado un Esquema de Protección de Sistema, el cual realiza cortes de carga de manera automática cuando se tienen bajos voltajes en las SE de Nuevo Laredo, Ojo Caliente y Laredo Poniente, para una afectación de hasta 171 MW aproximadamente.

En el periodo de enero a diciembre de 2024 se presentó una demanda máxima en la zona de Nuevo Laredo de 490 MW, esta condición tiene como consecuencia una degradación en la Confiabilidad, Calidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica, pudiendo presentarse escenarios de ENS, ya que se estima que a partir de los 330 MW de demanda en la zona, estaría operando el Esquema de Protección de Sistema al presentarse la contingencia N-1, teniendo una afectación directa de hasta 171 MW y una afectación de carga por variación de tensión de hasta 316 MW como la ocurrida en junio de 2023, por lo que, en caso de seguir postergando la entrada del proyecto, permanecería el riesgo de colapso en la zona ante la contingencia N-1.

7.7.6. Zona Valles y Huejutla

Las Mesas banco 1

El suministro de energía eléctrica en la zona Huejutla de la región Huasteca se realiza por medio de dos Líneas de Transmisión de 115 kV una desde la zona Tampico y la otra desde la zona Poza Rica perteneciente a la Gerencia de Control Regional Oriental, estas Líneas de Transmisión dan suministro a seis SE de distribución, las cuales alimentan cargas de localidades rurales en diversos municipios de la región, donde las principales actividades económicas son la agricultura, ganadería y comercio.

El voltaje en esta zona, al tener poca conectividad y contar con largas distancias entre los dos puntos de suministro, es sensible a las variaciones abruptas de flujos de potencia resultando en bajos voltajes al presentarse contingencias sencillas por lo que la mayoría de las SE involucradas en la zona cuentan con esquemas de acción remedial que, cuando llegan a operar, realizan afectaciones de carga.

Por tal razón, la zona Huejutla presenta bajos voltajes en demandas altas y cuenta con poca confiabilidad ante contingencias sencillas, además, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, se espera que la demanda de saturación de la zona se alcance con Red Eléctrica completa, presentándose bajos voltajes en la mayoría de las SE, afectando la calidad del suministro por la reducción de la capacidad para satisfacer las cargas actuales y nuevas solicitudes de carga.

Dentro de la región Huasteca también se encuentra la zona Valles – Tamazunchale, la cual se encuentra alimentada mediante una Línea de Transmisión radial en 115 kV desde la SE Valles. De esta Línea de Transmisión dependen cuatro SE que alimentan poblaciones rurales. Dada esta condición de la Red Eléctrica, se presenta una problemática de voltaje similar a la de la zona Huejutla, ya que, al existir un solo punto de suministro y transmisión de energía por largas distancias, el voltaje se vuelve altamente sensitivo ante variaciones de carga.

La obra consiste en el primer banco de transformación de la SE La Mesas de 400/115 kV y 225 MVA; una Línea de Transmisión de 50 km entre las SE Las Mesas y Huejutla Dos; y una Línea de Transmisión de 6 km doble circuito, Las Mesas entronque Axtla-Tamazunchale.

Por lo anterior, mientras no se construyan los refuerzos mencionados, la Red Eléctrica no es capaz de soportar la contingencia sencilla más severa, por lo que en la zona Valles se tienen implementados dos Esquemas de Acción Remedial, los cuales desconectan carga de la zona ante sobrecarga en los bancos de Anáhuac Potencia (ANP) y/o bajos voltaje en la SE ANP ante contingencia; adicionalmente se tienen implementados Esquemas de Protección de Sistema (EPS) en la zona Huejutla que desconectan carga ante bajo voltaje.

En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso el proyecto “P17-NE2 Las Mesas Banco 1”, el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, dicha obra reforzará la Red Eléctrica de la zona Valles y Huejutla, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a la zona.

El proyecto se será financiado mediante PIDIREGAS y se espera que su fecha de entrada en operación factible sea en noviembre de 2026.

7.7.7. Zona Piedras Negras

Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras

La pérdida del banco de transformación de la SE Novillos puede ocasionar sobrecargas en los Bancos de Transformación de las SE Piedras Negras Potencia y Nava, así como bajos voltajes en los elementos de la Red Eléctrica lo cual podría desencadenar un colapso en la zona.

En el PAMRNT 2022-2036 se propuso el proyecto "P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras" que consiste en un segundo banco de transformación de 230/138 kV y 225 MVA en la SE Novillos, el cual tiene fecha de entrada en operación en diciembre del 2025. Actualmente el proyecto se encuentra próximo a iniciar el procedimiento de concurso y se espera que su fecha de entrada en operación factible sea en agosto del 2026.

La Red Eléctrica propuesta tendrá beneficios operativos como: flexibilidad para la realización de mantenimientos programados o de emergencia, y de confiabilidad: para soportar las condiciones N-1 más severas sin necesidad de cortar carga, seccionar la Red Eléctrica o implementar esquemas de acción remedial, así como mejorar el control de tensión.

De igual manera se tendrán beneficios económicos por reducción de pérdidas eléctricas, al obtenerse un mejor perfil de tensión y eliminar las problemáticas presentes con Red Eléctrica completa y/o ante contingencias; además, se tendrá una importante derrama económica por el incremento de capacidad de suministro en la Región de Piedras Negras para la integración de un mayor número de usuarios de cualquier tipo: industrial, Agrícola, comercial o residencial; así mismo, se reducirán a cero los montos de energía no suministrada ante situaciones de contingencia con el criterio N-1.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, minimizar las congestiones en la RNT, incentivar una expansión eficiente de la generación y reducción en los costos de producción totales.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona Piedras Negras, esto con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación y, de manera resumida, se obtendrán los siguientes beneficios:

- Beneficios por mayor capacidad de suministrar energía eléctrica a la zona Piedras Negras (aprovechando la capacidad de transformación instalada).
- Ahorros por reducción de costos de energía no suministrada.
- Ahorros por reducción de pérdidas eléctricas.

Se mejoran las condiciones de calidad de energía al proporcionar una mayor regulación de tensión en la zona e incrementa la confiabilidad del suministro al reducir los impactos de las indisponibilidades de los equipos eléctricos por mantenimientos, degradación o falla.

Para evitar afectaciones en el suministro ante la contingencia más severa, se ha tenido que seccionar la Red Eléctrica de 138 kV y/o limitar la generación EO de la zona.

7.7.8. Zona Victoria

Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria

Actualmente, en la zona Victoria se tienen dos Líneas de Transmisión limitadas a un valor de 60 MVA por problemas de catenaria, la LT Güémez – 73560 – Libertad de conductor de calibre 266 kcmil y la LT Güémez – 73520 – Olivo con un conductor de calibre 477 kcmil.

En condiciones de alta demanda de la zona Victoria o ante contingencia sencilla, ambas Líneas de Transmisión podrían alcanzar el límite establecido por la Transportista, ocasionando la pérdida de la LT Güémez – 73680 – Estrella o LT Güémez – 73640 – Olivo.

Por lo tanto, se requiere incrementar la capacidad de transmisión para cada una de las Líneas de Transmisión indicadas, con el fin de no afectar el Suministro Eléctrico a los Centros de Cargas instalados en la zona, asegurando así la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del SEN.

En el 2021 se instruyó el proyecto “P21-NE1 Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria” con fecha de entrada en operación de abril de 2024.

Este proyecto consiste en la recalibración de LT Güémez – 73520 – Olivo de un circuito con una longitud estimada de 13.5 km; y la recalibración de la LT Güémez –73560 – Libertad de un circuito con una longitud estimada de 20 km. El proyecto se encuentra en revisión y sin priorización por lo que su fecha de entrada en operación se recorrió hasta abril del 2030.

7.7.9. Red de transmisión Reynosa – Monterrey (I16-NE3)

La región fronteriza del estado de Tamaulipas, en sus zonas eléctricas Reynosa y Matamoros (zona Frontera), cuentan con una capacidad instalada de generación de 3,606 MW, excediendo por mucho su demanda máxima que en el verano de 2024 alcanzó los 1,750 MW, por tal motivo se tiene un flujo de potencia activa predominante hacia la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM). Cuando la demanda de la zona Frontera es baja (demandas medias de invierno principalmente), se tienen mayores excedentes de generación que se transmiten a la ZMM. Figura 7.7.3 se muestra el comportamiento del enlace para el periodo de enero a diciembre de 2024. En el año 2017 ocurrió un tornado que derribó estructuras de las cuatro Líneas de Transmisión del corredor Frontera-Monterrey y afectó dos CE.

Actualmente, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial que protege a la zona Frontera ente contingencia doble del corredor Reynosa – Monterrey, afectando hasta 1,042 MW entre generación e importación por el enlace Cumbres Frontera - RailRaod.

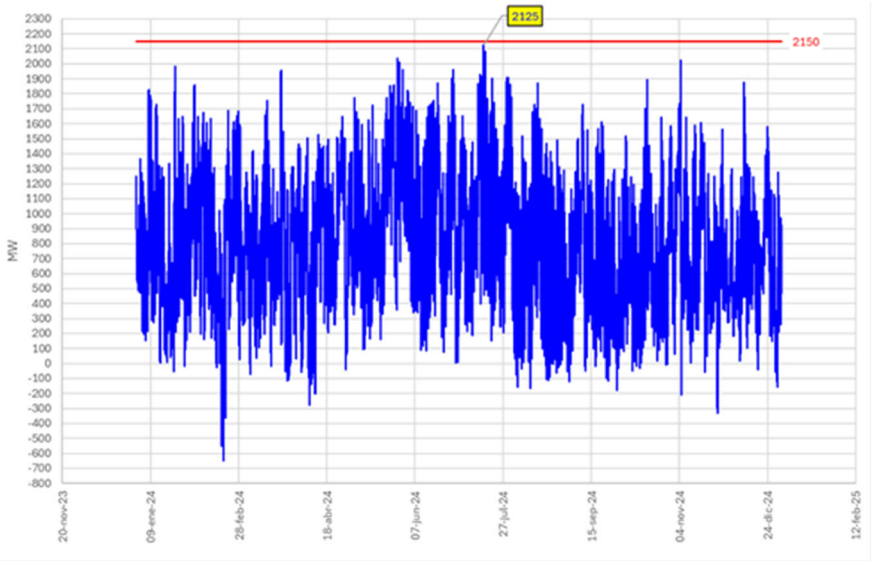
En el 2018 se instruyó el proyecto “I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey con fecha de entrada de abril de 2023”. Este proyecto no presenta avance ya que ha estado en evaluación y sin priorización.

El retraso de las obras contempladas en este proyecto ha ocasionado que el Corredor de transmisión Reynosa - Monterrey tenga que operar con límites que restringen al MEM y, por consiguiente, encareciendo la energía que se consume en el SIN; se tiene energía embotellada lo que no permite aumentar los márgenes de reserva

y se mantiene el riesgo de disparo de grandes bloques de generación ante contingencia debido al DAG implementado.

El proyecto consiste en un cuarto circuito en 400 kV entre las zonas Reynosa y Monterrey; y una Línea de Transmisión entre la SE Regiomontano y la SE Ternium Maniobras.

FIGURA 7.7.3. FLUJO EN LA COMPUERTA FRONTERA-MONTERREY EN EL PERIODO ENERO – DICIEMBRE 2024



7.8. Impacto en la Gerencia de Control Regional Peninsular

7.8.1. Puerto Real Bancos 1 y 2

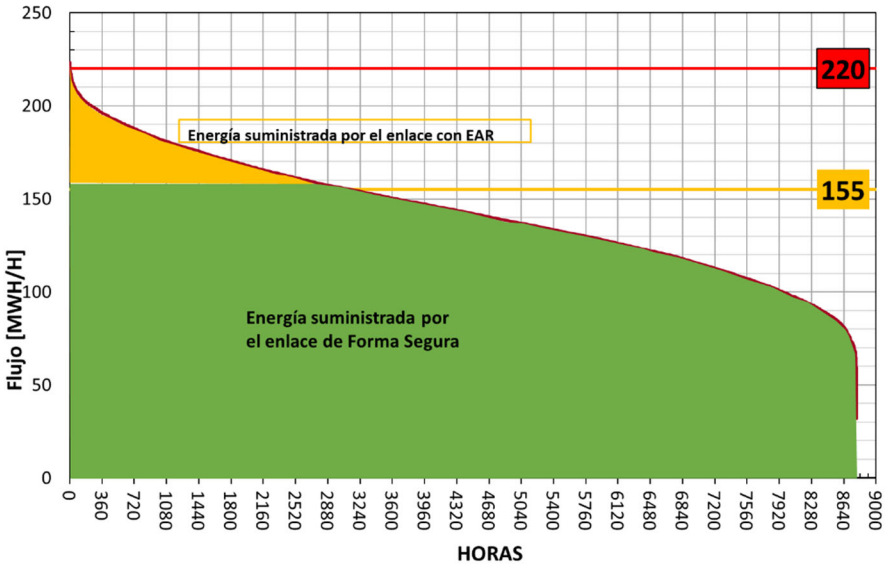
El suministro de la demanda de energía eléctrica en la Zona Carmen y parte de la Zona Campeche se realiza principalmente a través de los bancos de transformación 230/115 kV de la SE Escárcega (compuerta ESA-ATS) y está constituida por tres autotransformadores de relación 230/115 kV y de 100 MVA de capacidad (ESA AT1, ESA AT4 y ESA AT8).

El proyecto P17-PE2 “Puerto Real Bancos 1 y 2” fue propuesto desde el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER hasta 2018 con una fecha de entrada en operación de 2022. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta octubre de 2025 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de las Zonas Campeche y Carmen. Actualmente está reportado en etapa de Ejecución o Construcción.

Para aumentar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia la Península de Yucatán, en noviembre de 2022, entró en operación un elemento de transformación en la SE Escárcega de una capacidad de 330 MVA con una relación de 400/230 kV, lo que incrementó el flujo de potencia en la transformación 230/115 kV en la compuerta ESA-ATS, alcanzando valores de sobrecarga en condiciones de Red Eléctrica completa.

En la Figura 7.8.1 se muestra la curva de duración de flujo por los autotransformadores de la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS). En donde el enlace ESA-ATS presentará un flujo máximo de 223.37 MW durante el 2025 y la Zona Carmen estaría en riesgo de afectación de carga durante 3,112 horas (35.4% del año) ante contingencia de uno de los transformadores que constituye el enlace "ESA-ATs".

FIGURA 7.8.1. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DEL ENLACE ESA-ATS ESPERADA PARA 2025



El enlace ESA-ATS, tenía un límite de 110 MW en Estado Operativo Normal y entre 110 MW y 195 MW para el Estado Operativo de Alerta. Con la entrada del Autotransformador en la SE Escárcega (ESA AT 8) en el mes de junio del 2024, se actualiza el límite a 155 MW en Estado Operativo Normal y de 155 MW a 220 MW la condición de operación de Alerta (opera EAR ante n-1).

En el 2024, se registró la operación del ESA AT 1 y ESA AT 4 a valores superiores de capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa, donde se recurrió a la acción operativa del seccionamiento de Red Eléctrica para lograr una redistribución de los flujos de potencia, con el objetivo de llevar la carga en la transformación 230/115 kV en la SE Escárcega a valores por debajo de su capacidad nominal. En junio de 2024, entró como obra provisional para garantizar el suministro de energía eléctrica de la isla de Ciudad del Carmen, el ESA AT8 de 100 MVA de capacidad constituido por tres fases de reserva de 33.33 MVA, sin embargo, una fase tiene un valor de impedancia menor que las otras fases del autotransformador, con lo cual, para un flujo a través de ESA AT8 de aproximadamente de 80 MW la Fase C estaría operando a su capacidad nominal (33.33 MVA).

Ante la ausencia del proyecto instruido Puerto Real Bancos 1 y 2 y el incremento de la demanda principalmente de la Zona Carmen, se espera que se presenten con mayor frecuencia sobrecargas en los equipos de transformación de la SE Escárcega Potencia 230/115 kV, requiriendo sincronizar generación de la CE TG Carmen, las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía impactando al MEM y a los Usuarios Finales. En caso de no contar con la disponibilidad de la generación o de no ser suficiente la generación en Zona Carmen, se optará por el seccionamiento de Red Eléctrica con mayor frecuencia y de no ser suficiente, se requerirá de la afectación de carga en dicha Zona.

Con la entrada en operación del proyecto de CCC Riviera Maya-Valladolid en 2025, con propósito estratégico establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional, se reducirá el flujo

por el enlace Sureste – Escárcega, sin embargo, no se solventará la problemática de sobrecarga en la transformación de Escárcega 230/115 kV, ya que el flujo de la transformación está influenciado en mayor medida por la demanda de la Zona Carmen y en menor medida por la demanda de la Zona Campeche.

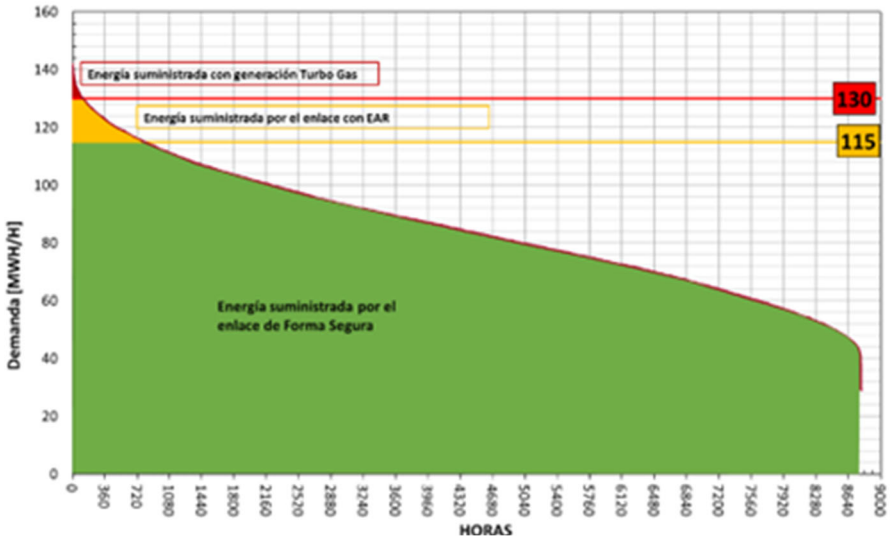
Adicionalmente, el enlace Sabancuy – Carmen, formado por dos Líneas de Transmisión entre dichas SE en 115 kV, es la única fuente de suministro de Ciudad del Carmen en donde se tiene un límite de transmisión en Estado Operativo Normal de 115 MW definido por estabilidad de tensión y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Estado Operativo de Alerta de 130 MW con posicionamiento de EAR-DAC. En esta zona se cuenta con dos TG diésel con capacidad de 16 MW y 17 MW.

En 2024 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 135.5 MW en donde en 587 horas se superó el límite de transmisión de Estado Operativo Normal.

En 2025 se pronostica una demanda de la Zona Carmen de 141 MW y de la Zona Campeche de 279 MW, por lo cual, sin el despacho de generación TG en CE Carmen los AT de la SE Escárcega Potencia operarían por arriba de su capacidad nominal.

En la Figura 7.8.2 se muestra la curva de duración de la demanda de la Zona Carmen proyectada a 2025. Se puede observar que en la condición de demanda máxima operaría por encima del límite de transmisión de Estado de Operativo Normal del enlace Sabancuy – Carmen en al menos 791 horas (9%) y se superaría el límite de Estado Operativo de Alerta por 114 horas (1.3 % del año), por lo que se requerirá del despacho de generación TG para evitar dicha condición operativa.

FIGURA 7.8.2. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LA ZONA CARMEN ESPERADA PARA 2025



7.8.2. Nachi Cocom Banco 1 (Chichí Suárez Banco 1)

El proyecto P16-PE2 “Chichí Suárez Banco 1” fue propuesto desde el PAMRNT 2016-2030 e instruido por la SENER para su construcción por CFE en 2016 y nuevamente instruido en 2017 con una fecha de entrada en operación para marzo del 2020. En el año 2023 CFE notificó el cambio de metas físicas para el proyecto “Chichi Suarez Banco 1” el cual ahora será llamado “Nachi Cocom Banco 1”. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta julio de 2025 y actualmente está en proceso de Ejecución o Construcción con un avance estimado de 39.7%. Estos retrasos impactarán en la Confiabilidad del suministro de la Zona Mérida.

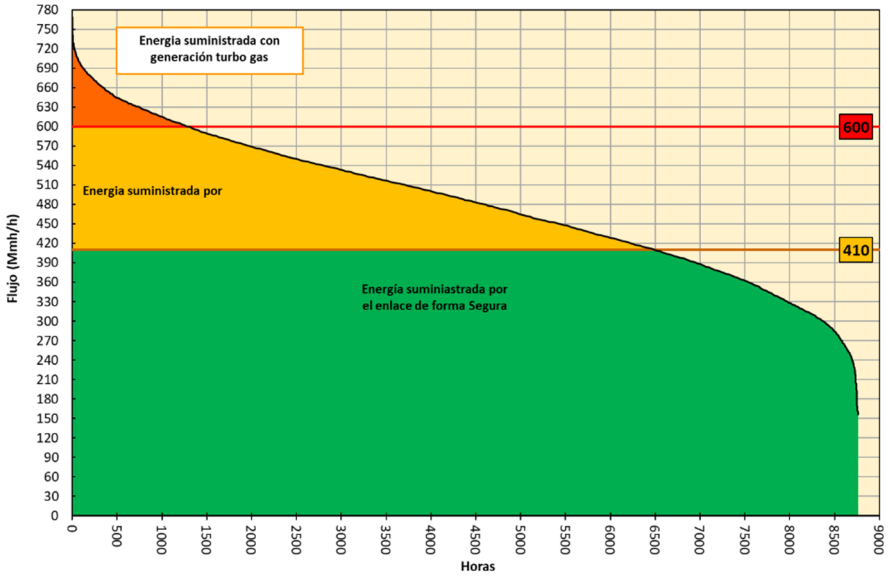
El enlace MDA-ATS está constituido por los autotransformadores de 230/115 kV de las SE Norte (225 MVA), Caucel Potencia (225 MVA) y Kanasín Potencia (2x100 MVA), los cuales suministran aproximadamente el 80% de demanda de energía eléctrica de la zona Mérida. El límite de transmisión en el enlace MDA-ATS en Estado Operativo Normal es de 410 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Estado Operativo de Alerta de 600 MW con EAR-DAC. En la zona Mérida se cuenta con generación térmica convencional a base de combustóleo (2x84 MW) y TG a base de diésel (30 MW) instalada en la SE Mérida II en 115 kV.

En 2023 la demanda máxima registrada en la zona Mérida fue de 882 MW. El enlace MDA-ATS alcanzó un flujo de potencia máximo en el 2023 de 615 MW, equivalente a un 102% de su capacidad, considerando el despacho de la CE Mérida II (Generación convencional) en 115 kV y generación renovable en la zona Mérida. Se operó el enlace con EAR-DAC posicionado en 3510 horas (40% del año). En caso de no haber contado con la disponibilidad de la generación convencional en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo de potencia por el enlace de 712 MW y la zona Mérida estaría en riesgo de afectación de carga durante 5632 horas (64 % del año) ante contingencia de uno de los autotransformadores que componen el enlace.

Para 2025 se pronostica un incremento de demanda en la zona Mérida de aproximadamente 7.7 %, equivalente a 950 MW, por lo cual sin el despacho de la generación instalada en la SE Mérida II los autotransformadores del enlace MDA-ATS operaran por arriba de su capacidad nominal.

En la Figura 7.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS esperada para 2025 sin generación en la Red Eléctrica de 115 kV. Se puede observar que en la condición de la demanda máxima de la zona Mérida se requieren de aproximadamente 168 MW de generación y de sincronizar generación por al menos 1273 horas en la SE Mérida II para evitar operar con sobrecarga los autotransformadores que constituyen el enlace MDA-ATS. En caso de falla o mantenimiento no programado de una de las UCE térmicas, el despacho de 84 MW de la UCE térmica restante y la UCE TG con diésel de 30 MW no serían suficientes para evitar la sobrecarga en Red Eléctrica completa de los autotransformadores. Sin embargo, de presentarse en ese momento baja disponibilidad de la generación EO instalada en la zona, se tendría la sobrecarga en el autotransformador de la SE Norte.

FIGURA 7.8.3. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DEL ENLACE MDA-ATS EN 2025



En el Cuadro 7.8.1 se presenta un análisis de contingencias para identificar la sobrecarga de los AT del enlace MDA-ATS considerando el despacho de 100 MW de generación térmica de la CE Mérida II. Se puede observar que la falla de cualquier AT produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 70%, en el AT de la SE Norte. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 250 MW de carga en la Zona Mérida, es decir el 26% de la demanda para evitar operar con sobrecargas superiores a 20%.

CUADRO 7.8.1. SOBRECARGA DE AT DE LA ZONA MÉRIDA EN 2025 CONSIDERANDO UN DESPACHO DE 100 MW DE LA CENTRAL TÉRMICA MÉRIDA II

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)	**101.7**	**Caso sin contingencia**
	166.1	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	113.6	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	**106**	**Caso sin contingencia**
	150.0	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	145.0	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)	**109.6**	**Caso sin contingencia**
	155.0	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	150.0	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)	**111.46**	**Caso sin contingencia**
	170.1	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	123.64	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)

7.8.3. Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Industrial Mérida – Umán

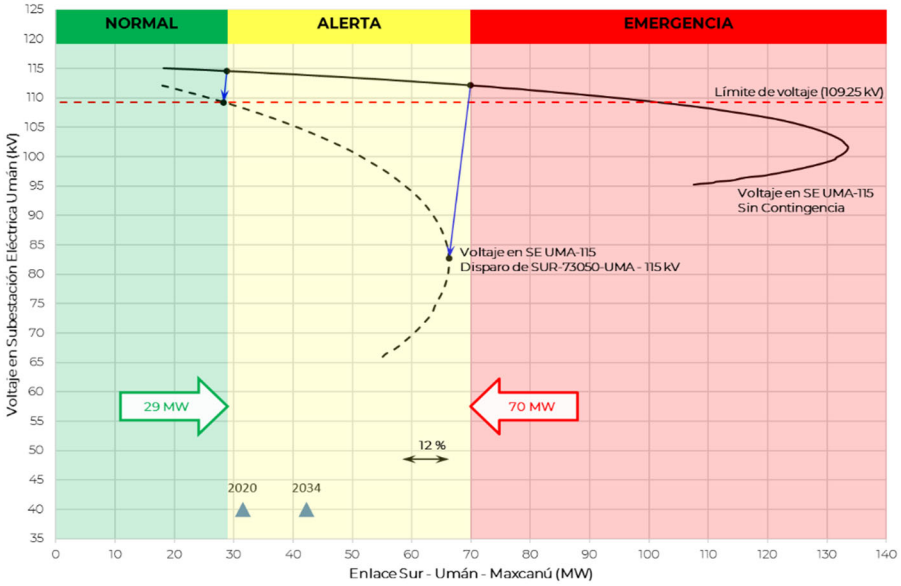
El proyecto P20-PE1 "Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán" fue propuesto desde el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2020 con una fecha de entrada en operación de 2025. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta enero de 2027.

El corredor industrial Mérida – Umán es suministrado por los trasformadores de carga de las SE Mérida II y Umán, los cuales operaron en 2019 con una cargabilidad del 101 % y 103 %, respectivamente. Por tanto, desde el PAMRNT 2018-2032 se instruyeron dos proyectos de ampliación en la capacidad de transformación (Hunxectamán Banco 1 y Umán Banco 2) para atender el crecimiento de la demanda de esta zona al suroeste de la ciudad de Mérida en donde se contaría con una capacidad de 60 MVA en la SE Umán y 30 MVA en la SE Hunxectamán. La transformación UMA-T2 entró en operación en julio del 2021 con lo que se solventó la sobrecarga del transformador T1.

Actualmente ante el incremento en la demanda de la SE Umán, y el cambio de topología provocado por el disparo de la LT Sur - Umán (n-1) en 115 kV, se tiene la restricción del Suministro Eléctrico hacia la SE Umán por problemas de baja tensión ante dicha contingencia, cuyo valor límite máximo seguro es de 29 MW. Lo anterior se debe a que, en esta condición de topología de Red Eléctrica, la carga de SE Umán queda alimentada desde la SE Ticul Potencia a 88.9 km de distancia; pasando por la SE Maxcanú. En Figura 7.8.4 se muestra la curva PV del enlace Sur-Umán-Maxcanú que resume lo anterior descrito.

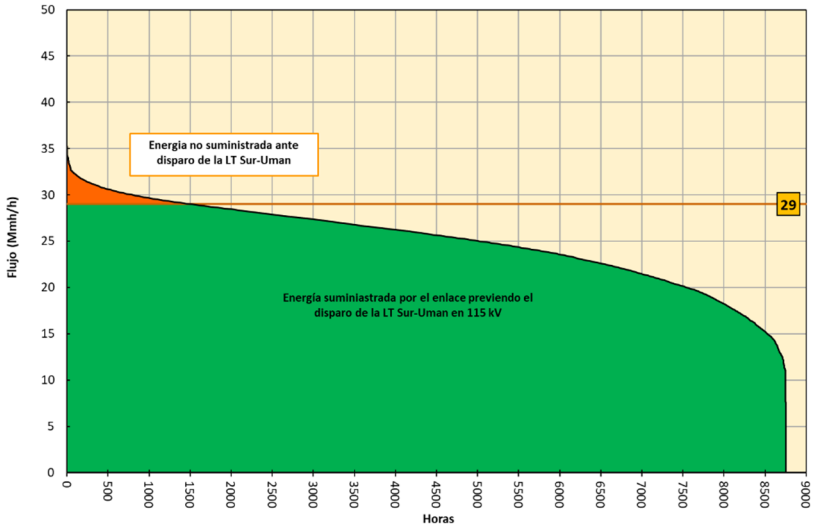
En 2023 se registró una demanda máxima en la SE Umán de 35 MW, superando el límite en Estado Operativo Normal durante 1,457 horas. Se presentó un incremento del 3 % de demanda en la SE con respecto a la registrada en el 2022. Esto se puede apreciar en la curva de duración de carga de la Figura 7.8.5.

FIGURA 7.8.4. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE SUR – UMÁN – MAXCANÚ (SIN PROYECTO)



Una situación similar se presentaría en la SE del proyecto de ampliación Hunxectamán, en donde la contingencia sencilla de la LT Mérida II - Hunxectamán produciría problemas de baja tensión en esta SE. En esta condición, la carga quedaría alimentada desde la SE Lerma a 169.5 km de distancia.

FIGURA 7.8.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE SE UMÁN EN 2023



Por lo tanto, la propuesta de ampliación Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán se convierte en una solución integral para garantizar el suministro de la demanda de las SE Umán y Hunxectamán bajo los criterios de Confiablidad, Continuidad y seguridad que señala la normatividad vigente.

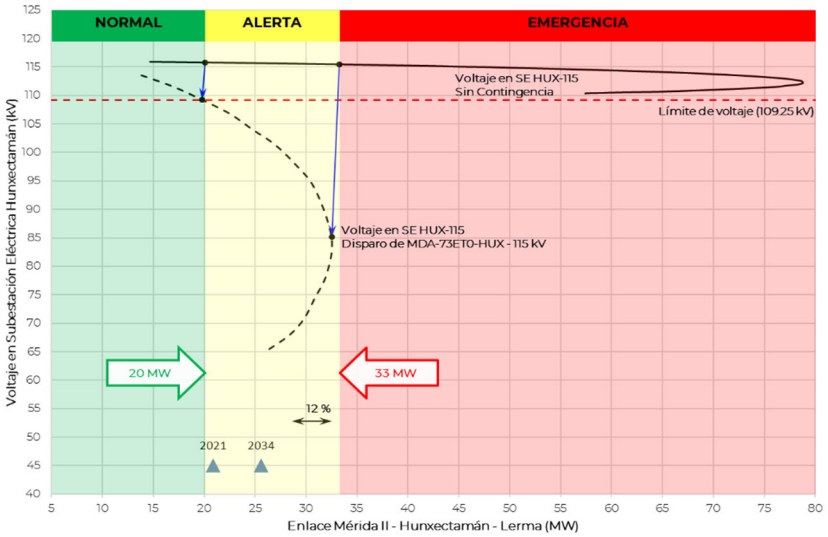
De no llevarse a cabo dicha obra de ampliación, ante la contingencia de la LT Sur – Umán se incrementarán las horas del año que se operará en Estado Operativo de Alerta, previendo afectaciones de carga ante el problema de baja tensión. Por la contingencia de la LT Mérida II – Hunxectamán, se tendrá que limitar el monto de carga que podrá alimentar el banco 1 de la SE Hunxectamán, con el objetivo que durante la contingencia n-1, se garantice perfiles de tensión dentro del rango marcado en el CdR, tal como se ilustra en la Figura 7.8.6 mediante la curva PV del enlace Mérida II-Hunxectaman-Lerma.

En el Cuadro 7.8.2 se presentan las problemáticas de baja tensión de acuerdo con el pronóstico de carga al 2027 y ante las contingencias de los enlaces Sur – Umán y Mérida II – Hunxectamán, en donde se tendrían tensiones inferiores a 0.95 pu en las SE Umán, y Hunxectamán, respectivamente. Para evitar operar con tensiones inferiores a 0.95 pu el operador tendría que realizar cortes manuales de carga de aproximadamente 14.8 MW en la SE Umán (34 % de la demanda) y 1.8 MW en la SE Hunxectamán (8 % de la demanda).

CUADRO 7.8.2. BAJAS TENSIONES EN LAS SE DEL CORREDOR SUR – UMÁN Y MÉRIDA II – HUNXECTAMÁN EN 115 KV

SE Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	pu.	kV	
Umán (115 kV)	**0.982**	**113.0**	**Caso sin contingencia**
	0.909	104.6	Salida de LT Sur -Umán- 115 kV
Hunxectamán (115 kV)	**0.995**	**114.5**	**Caso sin contingencia**
	0.942	108.4	Salida de LT Mérida II - Hunxectamán - 115 kV
Maxcanú (115 kV)	**0.983**	**113.1**	**Caso sin contingencia**
	0.946	**108.8**	Salida de LT Sur -Umán- 115 kV

FIGURA 7.8.6. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE MÉRIDA II – HUNXECTAMÁN – LERMA (SIN PROYECTO)



7.8.4. LT corriente alterna submarina Playacar – Chankanaab II

El proyecto P15-PE1 "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II" fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para suministrar la demanda de la Isla de Cozumel y fue instruido por la SENER hacia la Transportista para entrar en operación en 2018. La SENER volvió a instruir el proyecto en 2018 para entrar en operación en 2024. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta noviembre de 2026 y está por Concursar o licitar.

El enlace Cozumel está constituido por dos líneas de media tensión con cable submarino entre las SE Playa del Carmen y Chankanaab II en 34.5 kV (PCN-53180-CHS y la PCN-53170-CHS), dicho enlace suministra la totalidad de la demanda de energía eléctrica de la Isla de Cozumel. El límite de transmisión en el enlace Cozumel en Estado Operativo Normal es de 15.5 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 31 MW con EAR-DAC. En la isla de Cozumel se cuenta con cuatro UCE TG que operan con Diesel en la SE Chankanaab, dos de ellas con una capacidad de 14 MW, cada una, una tercera con una capacidad de 25 MW y una cuarta de 12.5 MW de capacidad.

En junio de 2019, se presentaron tres fallas en los cables submarinos de 34.5 kV a consecuencia del sobrecalentamiento debido a voltajes inducidos a la pantalla metálica del cable, lo cual ha originado degradación del aislamiento. Por tanto, la Distribuidora llevó a cabo un estudio en donde se manifiesta una disminución en la capacidad de cada cable submarino de 35 MW a 15.5 MW para prolongar la vida útil de los mismos.

La disminución de capacidad de los cables redujo el límite de transmisión hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 31 MW con Red Eléctrica completa, haciendo necesario despachar generación TG de baja eficiencia en SE Chankanaab para evitar sobrecargar los cables submarinos.

En verano de 2021 se presentó la falla de la UCE 2 de Chankanaab por lo que, con la finalidad de contar con capacidad de generación y disponibilidad suficiente para mantener la Confiabilidad del sistema eléctrico de la isla de Cozumel, CFE Subdirección de Negocios No Regulados solicitó trasladar la unidad móvil de emergencia 13 propiedad de CFE Corporativo de la Subgerencia de CC y Turbinas de Gas, con capacidad de 12.5 MW hacia SE Chankanaab, entrando en operación en diciembre del 2021.

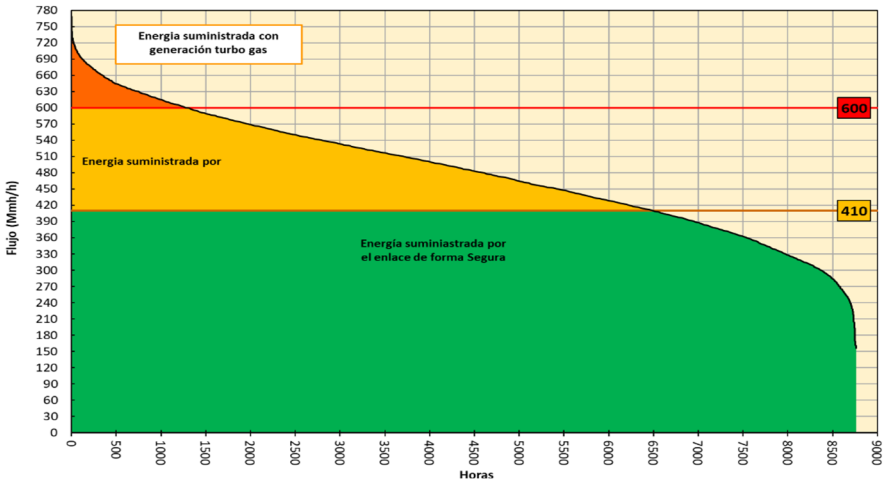
Lo anterior, ha tenido un impacto significativo en la Confiabilidad del suministro de la demanda de la Isla Cozumel, así como un importante incremento en los costos de producción ya que se ha despachado generación TG con diésel la mayor parte del año para evitar la sobrecarga de los cables submarinos del enlace Cozumel.

En 2023 el enlace Cozumel alcanzó un flujo de potencia máximo de 32.7 MW y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera alcanzado un flujo de 58.8 MW. En 8,542 horas (97 % del año) se despachó generación TG con diésel para evitar sobrecargar los cables submarinos en Red Eléctrica Completa.

En la Figura 7.8.7 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel esperada para 2024. Se puede observar que el 100 % del año se dependerá del posicionamiento de EAR-DAC debido a que la demanda mínima de la Isla será aproximadamente de 20 MW. También se requerirá del despacho de al menos una UCE TG con diésel en la CE Chankanaab por 7751 horas (88 % del año) para evitar la sobrecarga de los cables submarinos en condición de Red Eléctrica completa y en la condición de demanda máxima se requerirá del despacho de aproximadamente 28 MW de generación TG con diésel.

Por lo mencionado, ante indisponibilidad de uno de los cables submarinos por falla o mantenimiento no programado se interrumpiría el suministro de 15.5 MW que representa el 26 % de la demanda máxima de la Isla de Cozumel, pudiendo ser montos mayores, alrededor de 43 MW, en caso de que en el evento transitorio ocurra el disparo de una de las UCE TG.

FIGURA 7.8.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LA ISLA COZUMEL EN 2025



7.8.5. Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase I y Fase II)

En los PAMRNT 2017-2031 y 2018-2032 se propusieron refuerzos para aumentar la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún como primera fase dentro del proyecto de la Macro Red "Interconexión Sureste – Peninsular", sin embargo, no fue instruido por la SENER. Por consiguiente, para el PAMRNT 2019-2033 se propuso de forma independiente el proyecto P18-PE2 "Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya" con fecha de entrada en operación de abril de 2023. En el PAMRNT 2020-2034 CENACE propuso la Fase II del proyecto P20-PE3 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024; ambos proyectos fueron instruidos por la SENER a la Transportista. La Transportista reportó a CENACE que los proyectos instruidos entrarán en operación en diciembre y octubre de 2025 respectivamente, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

El enlace VAD-CNC está constituido por dos circuitos en 400 kV que unen a las SE Dzitnup y Riviera Maya, dos circuitos en 230 kV entre las SE Valladolid y Nizuc/Balam y tres circuitos en 115 kV entre las SE Tizimín – Popolnáh, Valladolid – Chemax y Valladolid – Tulum, dicho enlace suministra la totalidad de demanda de energía eléctrica de las Zonas Cancún y Riviera Maya que conforman uno de los principales puntos turísticos del país.

En Junio de 2022 la Transportista solicita que la contingencia doble en las Líneas de Transmisión de 400 kV del corredor Tabasco Potencia A3Q00/A3Q10 Escárcega, Escárcega A3Q20/A3Q30 Ticul, Ticul A3Q40/A3Q50 Dzitnup y Dzitnup A3Q60/A3Q70 Riviera Maya tenga la misma probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla, debido a que es un doble circuito de estructuras autosoportadas en toda la trayectoria de 873 km desde Tabasco Potencia hasta Riviera Maya, se manejó un límite de transmisión en el corredor VAD-CNC de 630 MW en Estado Operativo Normal y de 850 MW en Estado Operativo de Alerta. Sin embargo, la Transportista en julio del 2023

solicita a CENACE tome las medidas operativas para no considerar la misma probabilidad de ocurrencia de la contingencia doble como contingencia sencilla, regresando el límite de Estado Operativo Normal a 800 MW ante contingencia N-1 por estabilidad de tensión y el límite de Operación en Alerta a 865 MW con EAR-DAC.

En estas zonas del país se tiene una capacidad instalada de 216 MW de CE de generación TG con diésel de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab. La antigüedad de dichas UCE va desde los 29 hasta los 51 años y han presentado en los últimos años altos montos de indisponibilidad por mantenimiento o falla.

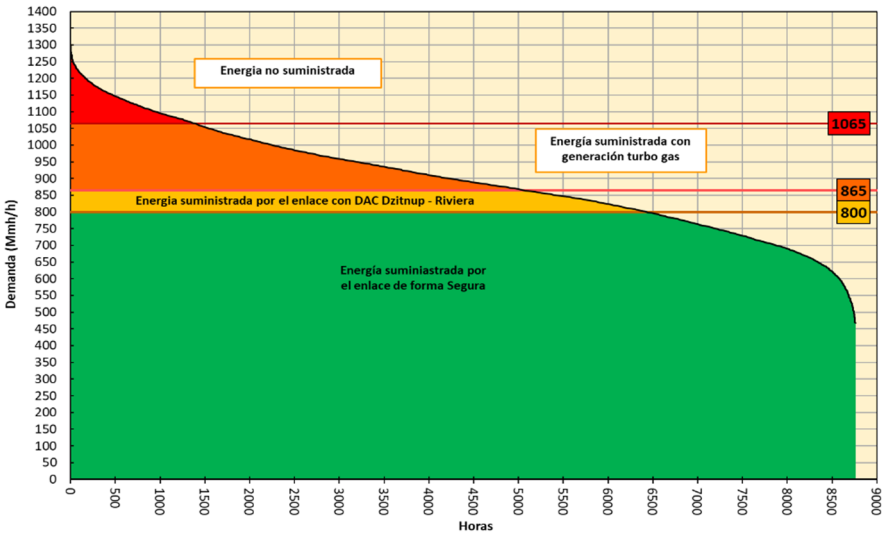
Además del enlace VAD-CNC, se tiene el monitoreo de otro enlace de transmisión, conocido como Dzitnup – Riviera Maya conformado por dos LT en 400 kV Dzitnup – Riviera Maya y tiene como límite de transmisión Estado Operativo Normal 310 MW ante contingencia n-1 y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 495 MW con EAR-DAC.

En 2023 el enlace VAD-CNC alcanzó un flujo máximo 1,039 MW, superando en 3,129 horas el límite de transmisión de Estado Operativo Normal ante n-1 y se superó el límite de Operación en Alerta en 764 horas (9 % del año). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia de 1189 MW, superando el límite transmisión en Estado Operativo Normal en 4,855 horas (55 % del año), el límite de Operación en Alerta se superaría en 3,297 horas (38 %). De igual forma el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 525 MW y en 4342 horas (50 % del año) se superó el límite de transmisión de Estado Operativo Normal.

Esta problemática, aún con la entrada en operación de la futura CCC Valladolid persiste, debido a que no se tiene suficiente capacidad de transmisión y de transformación entre la Red Eléctrica de 400 kV, 230 kV y 115 kV. Por tanto, en la condición de verano de 2025 se tendrían sobrecargas en Red Eléctrica Completa en los AT de la SE Playa del Carmen (2x100 MVA, 230/115 kV) y ante diversas contingencias de los AT de las SE Riviera Maya (375 MVA, 400/230 kV y 375 MVA, 400/115 kV) y Nizuc (2x100 MVA, 230/115 kV).

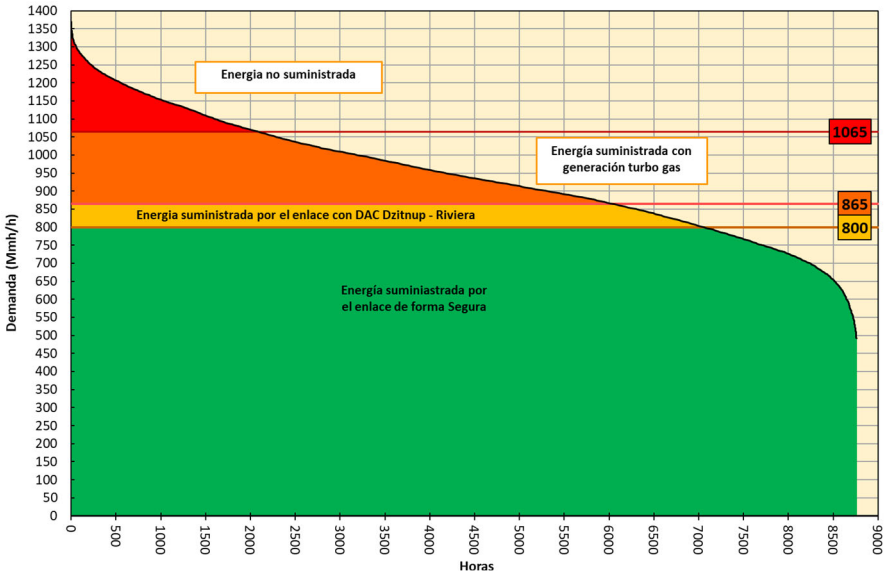
En la Figura 7.8.8 se muestra la curva de duración de flujo del enlace VAD-CNC que se espera con el crecimiento pronosticado (9 %) para 2024 con respecto al año 2023, tomando como límites de transmisión en Estado de Operación Normal y Alerta los fijados por N-1. A partir de un flujo de potencia de 800 MW se tendrá que operar con el EAR-DAC del enlace VAD-CNC posicionado; esta condición se presentaría en al menos 6,408 horas (73 % del año). A partir de un flujo de potencia de 865 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 5,043 horas del año (58 % del año). Con demandas superiores a 1,065 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera aún con el despacho de 200 MW de generación TG, se superaría el límite de transmisión del enlace VAD-CNC; condición que sucedería 1365 horas (16 % del año) en 2024.

FIGURA 7.8.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2025



En la Figura 7.8.9 se muestra la curva de duración de flujo del enlace Valladolid – Cancún que se espera con el crecimiento pronosticado (15 %) para 2025. A partir de un flujo de potencia de 800 MW se tendrá que operar con el EAR-DAC posicionado; esta condición se presentaría en al menos 7,025 horas (80 % del año). A partir de un flujo de potencia de 865 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 6,017 horas (69 % del año). Con demandas superiores a 1,065 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera, aún con el despacho de 200 MW de generación TG, se superaría el límite de transmisión del enlace Valladolid – Cancún; condición que sucedería durante 2074 horas (24 % del año) en 2025.

FIGURA 7.8.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2025



En caso de indisponibilidad de algunas de las UCE TG existe la probabilidad de realizar cortes de carga manual para evitar superar el límite máximo establecidos con EAR DAC o para no operar con tensiones inferiores a 0.95 pu. en algunas SE.

En el Cuadro 7.8.3 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los AT en las Zonas Cancún y Riviera Maya despachando 200 MW de generación TG con diésel en el escenario de demanda máxima de estas dos zonas. Se puede observar que los AT de la SE Playa del Carmen operarían en condición de Red Eléctrica completa al 100 % y 94 % de su capacidad aun despachando 44 MW de generación TG con diésel en Chankanaab y ante contingencia de los elementos mostrados podrían alcanzar valores de cargabilidad de 185 % y 174 %, respectivamente; involucrando un corte máximo de carga de 140 MW (30 % de la demanda) en la Zona Riviera Maya para no operar con sobrecargas superiores a 20 %. De igual forma, la falla de cualquiera de los AT en la SE Riviera Maya produciría una sobrecarga en el banco de transformación que se mantendría en operación.

Finalmente, con la entrada en operación de las SE de Tracción (SET) del Tren Maya y del Aeropuerto de Tulum se prevé que se suscite un incremento de Demanda significativa, motivada por el sector turístico y de servicios, por lo que ante contingencia en la Red Eléctrica en 115 kV se presentarían problemas de tensión con la consecuente interrupción del suministro de energía eléctrica.

CUADRO 7.8.3. SOBRECARGA DE AT EN LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2024 DESPACHANDO 200 MW DE GENERACIÓN TG

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	**100.0**	**Caso sin contingencia**
	185.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	157.7	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)
-	100.1	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	**94.0**	**Caso sin contingencia**
	174.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	154.4	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
-	94.1	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	**118.2**	**Caso sin contingencia**
	202.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	**96.0**	**Caso sin contingencia**
	189.5	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

7.9. Impacto en el Sistema Interconectado Baja California

7.9.1. Zona Tijuana – Tecate

La principal problemática que se presenta en la Zona Tijuana es que la capacidad de transformación resulta insuficiente para atender el suministro de la demanda en el escenario con Red Eléctrica completa debido a la saturación de los autotransformadores con relación de transformación 230/69 kV en las SE Panamericana Potencia y Tijuana I. La situación se agrava ante el disparo de algún elemento de transformación ya que produce una cargabilidad de más del 150 % en los autotransformadores instalados en la zona, lo que implica acciones de seccionamiento en la Red Eléctrica de 69 kV e implementación de EAR, que interrumpen alrededor de 170 MW y se incrementará año tras año debido al crecimiento de demanda en la zona hasta que entre en operación el Proyecto P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3, el cual, la Transportista reportó a CENACE que el proyecto

entrará en operación en octubre de 2025. Para disminuir la problemática de saturación en la transformación de la Zona Tijuana durante la temporada de verano, en mayo de 2023 entró en operación en forma temporal un banco de transformación en la SE Panamericana Potencia 60 MVA de capacidad y relación de transformación 230/69 kV, para ello, se utilizaron dos fases de reserva de autotransformadores y el traslado de una fase de reserva de la ciudad de Guadalajara, Jalisco, en tanto entre en operación el banco de transformación definitivo ya instruido.

Se presenta una problemática de sobrecarga en Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica de 69 kV que salen de las SE Metrópoli Potencia, Tijuana I y Panamericana Potencia, requiriendo de igual forma de un EAR que incluye cortes de carga para eliminar la saturación en los enlaces y sea posible mantener la capacidad de transmisión dentro de Límites Operativos. Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en ejercicios anteriores de los PAMRNT se han propuesto proyectos para mantener la Confiabilidad y eliminar la problemática de saturación en la Red Eléctrica en 69 kV.

Las obras de compensación “México MVAr y Río MVAr” con PEM P15-BC5 fueron propuestas en el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2017. Debido a que en la SE Guerrero no fue posible incorporar equipo de compensación capacitiva por no disponer de espacio físico, se realizó la modificación para ser instalado en la SE Río que se encuentra dentro de la misma área de influencia del proyecto. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto se concluirá hasta mayo de 2026.

El proyecto “Panamericana Potencia Banco 3” con PEM P17-BC14 y los proyectos de transmisión “Rubí entronque Cárdenas - Guerrero” con PEM P17-BC2 y “Frontera entronque Industrial – Universidad” con PEM P17-BC3 fueron propuestos en el PAMRNT 2017-2031 e instruidos por SENER en 2018 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación en abril de 2022 para el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 y para abril de 2021 para los proyectos de Línea de Transmisión. La Transportista informa que será hasta octubre de 2025 que se tendrá terminado el proyecto de transformación, mientras que la LT Frontera entronque Industrial – Universidad y para la LT Rubí entronque Cárdenas -Guerrero se tiene una fecha estimada de noviembre de 2026.

El proyecto “Tijuana I Banco 4” con PEM P19-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación de abril de 2023. Actualmente, este proyecto está en operación desde diciembre de 2024.

El proyecto “Modernización del Arreglo de Barras y de la Transformación en la SE Panamericana Potencia” con PEM M20-BC2 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación de abril de 2022. La Transportista reportó a CENACE la fecha estimada de terminación del proyecto en marzo de 2029.

El proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV” con PEM M20-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación de abril de 2022. La Transportista reportó a CENACE la fecha estimada de terminación del proyecto en diciembre de 2029.

El proyecto “Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana” con PEM P21-BC1, que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Metrópoli Potencia y el proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona Tecate” con PEM P21-BC2 fueron propuestos en el PAMRNT 2021-2035 e instruidos por la SENER a la Transportista con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2025. Con estos proyectos se aumentará la capacidad de suministro a la Red Eléctrica de 69 kV y proporcionará

el soporte de tensión en la Zona Tecate ante contingencia sencilla de una de las Líneas de Transmisión provenientes de la SE Herradura. CFE reportó a CENACE la fecha estimada de terminación para marzo de 2029 y agosto de 2026.

Los proyectos "Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la Zona Tijuana" con PEM P22-BC1, "Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la Zona Tijuana" con PEM P22-BC2, y el proyecto "Modernización de la transformación en SE Tijuana I de 230/115/69 kV" con PEM M22-BC1 fueron propuestos en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación factible de abril de 2026 para los proyectos de compensación capacitiva y marzo de 2027 para el proyecto de transformación. CFE reportó a CENACE la fecha estimada de terminación para septiembre de 2026 y noviembre de 2026 para los proyectos de compensación y marzo de 2029 para los tres proyectos respectivamente.

Por lo anterior, es importante mantener la fecha de entrada en operación de los proyectos de transformación, transmisión y compensación en la zona Tijuana para garantizar el suministro de la demanda de energía eléctrica. En el Cuadro 7.9.1 se presenta el listado de las obras propuestas en la Zona Tijuana en procesos anteriores que se encuentran instruidos por la SENER hasta el año 2024.

CUADRO 7.9.1. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA TIJUANA-TECATE

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
México MVAr	Tijuana-Tecate/Baja California	2015
Río MVAr	Tijuana-Tecate/Baja California	2015
Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Frontera entronque Industrial - Universidad	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Tijuana I Banco 4	Tijuana-Tecate/Baja California	2019
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	Tijuana-Tecate/Baja California	2020
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana (Metrópoli Potencia)	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Compensación capacitiva en la zona Tecate	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Compensación capacitiva en la red de 69 kV de la Zona Tijuana	Tijuana-Tecate/Baja California	2022
Compensación capacitiva en la red de 115 kV de la Zona Tijuana	Tijuana-Tecate/Baja California	2022
Modernización de la transformación en Subestación Tijuana I de 230/115/69 kV	Tijuana-Tecate/Baja California	2022

7.9.2. Zona Ensenada

Debido a la topología radial con la que se realiza el suministro de la parte sur de la Zona Ensenada, resulta complejo mantener el perfil de tensión en las SE más alejadas a la ciudad de Ensenada, entre dichas SE están: San Felipe, San Simón y San Quintín, ya que ante la contingencia de Línea de Transmisión en 115 kV entre las SE Ciprés, Maneadero, San Vicente y Cañón se requiere de cortes de carga de gran magnitud para la zona, con la finalidad de mantener la tensión, de operación de las SE al sur de la zona Ensenada, dentro de los límites permitidos. Para dar solución a las distintas problemáticas, se han propuesto proyectos en los procesos de PAMRNT con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la Zona Ensenada.

El proyecto de compensación "San Simón MVAr" con PEM P15-BC4 fue propuesto desde el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER en 2015 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2017. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en mayo de 2026.

El proyecto "El Arrajal Banco 1" con PEM P17-BC11 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de abril de 2022. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto "El Arrajal Banco 1" terminará su construcción hasta noviembre de 2027.

El proyecto "Maneadero entronque Ciprés – Cañón" con PEM P15-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación de abril de 2019. La Transportista reportó a CENACE la fecha estimada de entrada en operación en noviembre de 2026.

El proyecto "Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada" con PEM P20-BC1 que involucra un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a la Transportista en 2021 con fecha de entrada en operación factible de abril de 2024. La Transportista reporta fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2027.

El proyecto P23-BC2 "Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada ", que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Lomas fue propuesto en el PAMRNT 2023-2037 e instruidos por la SENER a la Transportista con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2027. La Transportista reporta fecha estimada de entrada en operación para marzo de 2027.

El proyecto P24-BC1 "Línea de transmisión Cañón – San Quintín ", que considera la construcción de una nueva línea entre las subestaciones Cañón y San Quintín fue propuesto en el PAMRNT 2024-2038 e instruidos por la SENER a la Transportista con fecha necesaria de entrada en operación de noviembre de 2030.

El proyecto P24-BC2 "Lomas Banco 4", que considera un nuevo banco de transformación 115/69 kV en la SE Lomas y un capacitor en la SE Valle de Guadalupe fue propuesto en el PAMRNT 2024-2038 e instruidos por la SENER a la Transportista con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2029. La Transportista reporta fecha estimada de entrada en operación para abril de 2031.

Con estos proyectos se aumentará la capacidad de suministro a la Red Eléctrica de 115 kV desde el troncal de 230 kV. Se tiene saturado el suministro de la carga de las SE Colonet, San Quintín y San Simón, en 2024 se realizaron acciones operativas que involucraron mover equipos de compensación capacitiva hacia la SE San Simón para mantener el suministro de la carga, sin embargo, se requiere la entrada en operación de los proyectos instruidos para atender el crecimiento futuro.

En el Cuadro 7.9.2 se presentan los proyectos propuestos que han sido instruidos por la SENER a la Transportista.

CUADRO 7.9.2. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA ENSENADA

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
San Simón MVAr	Ensenada/Baja California	2015
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	Ensenada/Baja California	2017
El Arrajal Banco 1	Ensenada/Baja California	2017
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	Ensenada/Baja California	2020
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	Ensenada/Baja California	2020
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	Ensenada/Baja California	2023
Línea de transmisión Cañón - San Quintín	Ensenada/Baja California	2024
Lomas Banco 4	Ensenada/Baja California	2024

7.9.3. Zona Mexicali y San Luis Río Colorado

La zona Mexicali presenta alto déficit de capacidad de potencia reactiva lo que implica degradación en el nivel de tensión de la mayoría de las SE ubicadas al oriente de la ciudad de Mexicali en la Red Eléctrica en 161 kV, como son las SE: Packard, Mexicali Oriente, Carranza, Cetys, Valle de Puebla y González Ortega, ya que ante contingencia sencilla de un elemento de generación, transformación o transmisión originan la operación de esquemas de baja tensión, afectando la Calidad y Confiabilidad del suministro a los Usuarios Finales.

Adicionalmente, se presenta la problemática de saturación en los autotransformadores con relación de transformación 230/161 kV, ante contingencia de elementos de transformación. La problemática es solventada con seccionamiento de Red Eléctrica. Sin embargo, se prevé que, con el crecimiento de carga a futuro, esas acciones sean insuficientes y se requiera implementar EAR-DAC adicionales para solventar la sobrecarga en bancos de transformación. Esta problemática se soluciona con la entrada en operación de los proyectos CCC González Ortega y CCC San Luis Río Colorado en cumplimiento a lo establecido en el PND 2019-2024 para el rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional.

El déficit en la capacidad de generación en Mexicali se ha corregido con la compra de energía eléctrica a EE. UU. y la implementación del protocolo correctivo con el cual se adicionan unidades de CE en el SIBC a los cuales se les compra la energía eléctrica requerida para el periodo de verano lo que ha hecho posible satisfacer los requerimientos de energía eléctrica, sin embargo, en los próximos años con la entrada en operación de los proyectos de CC González Ortega y CC San Luis Río Colorado junto con las generación FV de Puerto peñasco y las Centrales de Combustión Interna al interior de la zona Mexicali será posible satisfacer la demanda eléctrica requerida en el ámbito de la GCR Baja California.

El intercambio de energía eléctrica con EE. UU. se logra a través de un enlace de interconexión que cuenta con dos LT en el nivel de tensión de 230 kV, con capacidad máxima de intercambio de 408 MW y que en 2020 se incrementó a 600 MW en condiciones de verano. Dicha capacidad de importación está limitada a que no exista un déficit de más de 700 MW entre el balance carga-generación en el Valle, ya que, al no cumplirse, el límite de importación se reduce nuevamente a 408 MW.

En el escenario de verano donde ocurre la demanda máxima de la zona Mexicali y San Luis Río Colorado de presentarse la condición de máxima importación del enlace, implica una operación en Estado Operativo de Alerta, ya que ante contingencia en alguna de las Líneas de Transmisión en la Compuerta de Flujo con EE. UU. se tiene la operación de EAR-DAC y tendría que realizarse un corte de carga manual para mantener el balance carga-generación en el SIBC. En la operación del SIBC en condiciones de demanda máxima de verano se tienen riesgos de no poder tener intercambio de energía eléctrica en el mercado de California lo que también puede afectar el suministro de la carga.

Por lo anterior, con los proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica al interior de la región Valle del SIBC permitirá reducir el déficit de generación, además, se tendrá un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alterno a los existentes, se aportarán localmente las necesidades de potencia reactiva y será posible disminuir la importación del sistema eléctrico del sur de California, EE. UU., los cuales, han tenido problemas en las mismas condiciones de verano al no disponer de suficiencia de generación para satisfacer sus propios requerimientos. Para eliminar esta problemática, se han considerado proyectos de generación en cumplimiento a lo establecido en el PND 2019-2024 para el rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Lo que resolverá la problemática de déficit de capacidad, aportará potencia reactiva al SIBC y se lograría el balance carga-generación.

Otra problemática que se presenta es la dependencia en el aporte de reactivos que proporciona el CEV instalado en la SE Tecnológico. Cabe mencionar que, en ocasiones, ha operado incluso por encima de su capacidad nominal durante el periodo de verano. Esto implica que, ante la indisponibilidad del equipo o la contingencia del equipo de compensación, el corte de carga podría ser de hasta 200 MW dependiendo de la condición operativa del SIBC, por lo que se requiere de compensación adicional. Con la entrada en operación de los proyectos de generación de CC González Ortega y CC San Luis Río Colorado se tendrá suficiencia de potencia reactiva en la zona Mexicali y San Luis Río Colorado y que junto a los proyectos de compensación capacitiva que han sido instruidos en el SIBC se proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Actualmente en la zona San Luis Río Colorado no cuenta con unidades de CE dentro de su zona de carga. Por tanto, para atender el Suministro Eléctrico se requiere de la importación de energía eléctrica desde zona Mexicali. Este intercambio de energía eléctrica se realiza a través de dos LT en 230 kV provenientes de la SE Cerro Prieto Dos y dos Líneas de Transmisión en 161 kV provenientes de las SE González Ortega y Cerro Prieto Uno. En la temporada de verano se presenta una alta demanda en la zona, lo que repercute en una disminución de la tensión de operación de las SE de la zona al presentar magnitudes de tensión fuera del rango de operación permitido, tanto en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla. Esta problemática se agrava ya que, ante la contingencia sencilla de la LT Cerro Prieto Dos – 93470 – Chapultepec, la SE Chapultepec queda conectada en forma radial provocando un abatimiento de tensión con niveles de operación por debajo del límite permitido, esta problemática será solucionada con la entrada en operación del CC San Luis Río Colorado, el cual proporcionará el suministro local a la carga de la zona SLRC.

Las obras de compensación “Packard MVAr” y “Parque Industrial San Luis MVAr” (PEM P15-BC3) fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a la Transportista con una fecha de entrada en operación de 2017. La Transportista reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en mayo de 2026. Motivado por la entrada en operación en 2025 del proyecto CCC SLRC, la barra de 161 kV en la SE Parque Industrial será eliminada, por tanto, se programó que el proyecto Parque Industrial MVAr sea instalado en la SE Carranza, que se ubica al oriente de la ciudad de Mexicali.

El proyecto “Chapultepec entronque Cerro Prieto Dos – San Luis Rey” con PEM P17-BC16 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER en 2018 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de abril de 2021. La Transportista reportó a CENACE que entrará en operación en diciembre de 2029.

El proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico” con PEM M19-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a la Transportista con fecha de entrada en operación de abril de 2021. La Transportista reportó a CENACE la fecha estimada de diciembre de 2029 para este proyecto.

Con la finalidad de dar solución a las diversas problemáticas anteriormente descritas para las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado, en los PAMRNT anteriores se han identificado proyectos con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la Red Eléctrica. En el Cuadro 7.9.3 se presentan los proyectos propuestos que se encuentran ya instruidos por la SENER.

CUADRO 7.9.3. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA ENSENADA

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Packard MVAr	Mexicali/Baja California	2015
Parque Industrial San Luis MVAr (ahora Carranza MVAr)	San Luis Río Colorado/Baja California	2015
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	San Luis Río Colorado/Baja California	2018
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	Mexicali/Baja California	2019
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	Mexicali/Baja California	2020
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	San Luis Río Colorado/Baja California	2020

En los años recientes se han realizado distintas estrategias operativas para lograr suministrar la demanda del SIBC durante la temporada de verano mediante la implementación del Protocolo Correctivo desde el verano del año 2019 a la fecha. De no ejecutarse dichas estrategias operativas, se tendrían problemas de sobrecarga en elementos y violación de límites de tensión aún sin contingencia. Por tanto, es importante la incorporación de los proyectos de CE asociados PND 2019-2024 para el rescate de la CFE.

La Transportista gestionó previo a la entrada de verano de 2023 la puesta en servicio de un banco de transformación compuesto de fases de reserva de diferentes SE con relación de transformación 230/69 kV para disponer de una capacidad de 60 MVA, con el propósito de aumentar la capacidad de transformación en SE Panamericana Potencia. La Transportista informa que este banco de transformación funcionará de manera temporal, en tanto se termine la construcción del banco de transformación instruido en la SE Panamericana Potencia.

En el Cuadro 7.9.4 se observa que los equipos de transformación con relación de transformación 230/69 kV, a diferencia de años anteriores se espera que con la entrada del nuevo banco de transformación en SE Tijuana I, los bancos de transformación 230/69 KV no superen el 90 % de su capacidad nominal, sin embargo, los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia se espera que superen el 100 % desde el escenario con Red Eléctrica completa. Lo anterior es considerando la entrada en operación de manera provisional del banco adicional en la SE Panamericana Potencia.

Además, el escenario de 2025 considera en operación las unidades de generación estimadas del protocolo correctivo en los niveles de tensión de 230 kV, 161 kV y 69 kV. El aporte de potencia en el nivel de 69 kV de la zona Tijuana permite disminuir el flujo de potencia a través de los equipos de transformación de las SE Tijuana I, Rubí, Metrópoli Potencia y Panamericana Potencia.

Por lo anterior, no será posible atender el suministro de la demanda sin los proyectos de transformación y los proyectos estratégicos de generación a incorporar en el SIBC. Además, de presentarse una contingencia en los equipos de autotransformación con relación 230/69 kV, no será posible reemplazarlos en un periodo corto de tiempo ya que no se cuenta con reservas a nivel nacional de autotransformadores con esta relación de transformación, ya que estas características no se utilizan en el resto del país a excepción de una parte de la ciudad de Guadalajara. Lo anterior deriva en la necesidad de que los proyectos de transformación de Zona Tijuana se ejecuten de manera oportuna que permitan atender la demanda de la ciudad de Tijuana.

CUADRO 7.9.4. ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN CON SOBRECARGA EN 2025 SIN LAS OBRAS INSTRUIDAS EN EL ESCENARIO CON RED ELÉCTRICA COMPLETA

Caso Base	Elemento monitoreado	Capacidad (MVA)	Flujo en elemento monitoreado			
			P	Q	S	Cargabilidad
			(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)
Red Eléctrica completa	TJI-63190-INA - 69 kV	96	95.8	24	98.76051843	102.88%
	PAP-T10 - 230/69 kV	100	97.7	34	103.4	103.45%
	PAP-T20 - 230/69 kV	100	97.2	33.8	102.9	102.91%

La situación en el escenario con Red Eléctrica completa es crítica en la zona Tijuana debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica en el mediano plazo, ante contingencia sencilla, la situación será aún más severa ante contingencias sencillas ya que se requerirán de cortes de carga, principalmente, en la temporada de verano, por tanto, es de suma importancia que se realicen los proyectos instruidos.

El Cuadro 7.9.5 muestra la cargabilidad en Líneas de Transmisión en el caso de no contar con los proyectos instruidos en 2024 en el SIBC que sobrepasan por más de 10 % su Límite Operativo. Se presentan Líneas de Transmisión con sobrecargas ante distintas contingencias, lo que tendrá como resultado la implementación de estrategias operativas que involucren cortes de carga en las áreas donde se presentan sobrecargas.

El Cuadro 7.9.6 muestra los Bancos de Transformación que presentarían sobrecargas arriba del 20 % en 2025 ante contingencias sencillas en el caso de no tener los proyectos instruidos en el SIBC, y ante falla de algún autotransformador.

En las SE en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado ante la contingencia sencilla del CEV en la SE Tecnológico para el 2025 se presentarían abatimientos entre 0.91 y 0.95 pu. en la RNT en el nivel de tensión de 161 kV de toda la Zona Mexicali y requiere de la aplicación de EAR para eliminar la sobrecarga. En la Zona San Luis Río Colorado, particularmente en la SE Chapultepec en 230 kV ante la contingencia de la LT Cerro Prieto II – Chapultepec, la tensión disminuye drásticamente, se han implementado EAR para mantener la tensión dentro de los límites de operación permisibles.

Se tiene una gran cantidad de contingencias sencillas en todas las regiones del SIBC donde se presentan tensiones fuera de los Limites Operativos establecidos en el CdR. De las cuales se observa la necesidad de adicionar los elementos de compensación instruidos y los proyectos de generación estratégicos para solucionar la problemática de potencia reactiva.

Se presenta una problemática en la Red Eléctrica completa en las SE San Simón, San Quintín y San Felipe, de manera que se presentarían tensiones fuera del rango de operación permisible en las SE ubicadas al sur de la

Red Eléctrica de Zona Ensenada ante la pérdida de la LT Ciprés – Maneadero o ante la contingencia de la Ciprés – Cañón, ambas en 115 kV.

Con la entrada en operación de los proyectos instruidos en el SIBC, se eliminarán las sobrecargas en equipos de transformación y la gran mayoría de las sobrecargas en elementos de transmisión ante contingencia sencillas. Asimismo, la problemática de tensión se reducirá considerablemente. Por tanto, las obras instruidas son de vital importancia ya que sin ellas no se podrá garantizar la Conexión de nuevos Centros de Carga y asegurar la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

CUADRO 7.9.5. LÍNEAS DE TRASMISIÓN CON SOBRECARGAS EN 2025 SIN OBRAS INSTRUIDAS

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
	(MVA)	P	Q	S	Cargabilidad	
		(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)	
CNA-63110-RUB - 69 kV	75	-95.7	-20.0	97.8	130.4	Salida de LT CES-63570-RUB - 69 kV
TJI-63190-OPT - 69 kV	96	**95.8**	**24.0**	**98.8**	**102.9**	**Caso sin contingencia**
		146.8	37.0	151.4	157.7	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
		119.2	35.4	124.3	129.5	Salida de RUB AT10
INA-63210-TJI - 69 kV	96	-125.5	-3.0	125.6	130.8	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
		-105.8	-21.4	107.9	112.4	Salida de RUB AT10
CES-63570-RUB - 69 kV	72	-89.1	-25.5	92.7	128.8	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
MEP-63720-DRA - 69 kV	48	61.1	27.8	67.1	139.9	Salida de PAP AT30
HRA-63750-FCO - 69 kV	96	98.3	40.6	106.4	110.8	Salida de TJI T40

Se requiere la activación del protocolo correctivo para la temporada de verano de los años futuros hasta que entren en operación los proyectos estratégicos, de no implementarlos, se tendrían en ciertos escenarios operativos problemas de déficit de energía eléctrica y de soporte de tensión.

CUADRO 7.9.6. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN SOBRECARGADOS EN 2025 SIN OBRAS INSTRUIDAS

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
	P	Q	S	Cargabilidad	
	(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)	
PAP-AT10 - 230/69 (100 MVA)	**97.7**	**33.9**	**103.4**	**103.4**	**Caso sin contingencia**
	153.4	64.9	166.6	166.6	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	140.1	54.4	150.3	150.3	Salida de PAP-AT20 - 230/69 100 MVA
PAP-AT20 - 230/69 (100 MVA)	**97.2**	**33.8**	**102.9**	**102.9**	**Caso sin contingencia**
	152.7	64.6	165.9	165.9	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	139.7	54.3	149.9	149.9	Salida de PAP-AT10 - 230/69 100 MVA
TJI-AT40 - 230/69 (100 MVA)	108.7	55.4	122.0	122.0	Salida de LT-63750 FCO-HRA
MEP-AT50 - 230/69 (100 MVA)	110.2	47.2	119.9	119.9	Salida de MEP-AT30 - 230/69 100 MVA

7.10. Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur

La principal problemática que se presenta en el SIBCS está relacionado a la degradación de la tensión ante contingencia sencilla en Líneas de Transmisión. La SE Loreto en la zona Villa Constitución, SE Santiago en la zona Los Cabos, así como la SE Camino Real y SE Bledales en la zona La Paz presentan bajos voltajes en condición de contingencia sencilla.

Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en los procesos del PAMRNT previos, se han instruido proyectos de obra encaminados a mantener la Confiabilidad del sistema.

Las obras de compensación “Santiago MVAr” y “Bledales MVAr” con PEM P15-BS1 y P15-BS2 fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2017. La Transportista reportó a CENACE que estos proyectos de compensación se encuentran por concursar y entrarán en operación en mayo de 2026.

Los proyectos de compensación “Loreto MVAr” y “Camino Real” con PEM P17-BS1 y P16-BS2 fueron propuestos en el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2021. La Transportista estima una fecha factible para julio de 2026 para ambos proyectos.

Los proyectos de compensación “Monte Real MVAr”, y “Buena Vista MVAr” con PEM P20-BS1 fueron propuestos en el PAMRNT 2020-2034 e instruidos por SENER en 2021 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2024. La Transportista estima una fecha factible para septiembre de 2027 para la terminación de estos proyectos que se encuentran actualmente en Proceso de Decisión.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el SIBCS que se encuentran instruidos por la SENER. Ver Cuadro 7.10.1.

CUADRO 7.10.1. OBRAS INSTRUIDAS EN EL SIBCS

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Bledales MVAr	La Paz/ Baja California Sur	2015
Santiago MVAr	Los Cabos / Baja California Sur	2015
Loreto MVAr	Villa Constitución / Baja California Sur	2018
Camino Real MVAr	La Paz / Baja California Sur	2018
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	Villa Constitución / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(JULIO)
Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos	La Paz /Los Cabos/Baja California Sur	2023

7.10.1. Compensación capacitiva en zona La Paz (P15-BS2 Bledales MVAr, P16-BS2 Camino Real MVAr), compensación capacitiva zona Constitución (P17-BS1 Loreto MVAr)

A pesar de que en la zona La Paz se cuenta con una gran cantidad de UCE que proporcionan los requerimientos de compensación capacitiva, por la topología de la Red Eléctrica en 115 kV, se presentan condiciones de operación durante el periodo de verano en las cuales el perfil de tensión en algunas SE disminuye a valores inferiores a los definidos por los reglamentos operativos.

El Cuadro 7.10.2 muestra el análisis de contingencias y la afectación en el voltaje de las Subestaciones Eléctricas en la zona La Paz. Se observa que, la salida de la LT Camino Real –Eréndira (ERE) en 115 kV origina baja tensión en la SE Camino Real, adicionalmente, en la SE El Triunfo registraría una problemática de baja tensión con Red Eléctrica completa y ante la salida de las LT que conectan las SE de El Triunfo y Camino Real con la SE Eréndira, además de la LT San José del Cabo – Monte Real.

La SE Loreto es la más alejada geográficamente dentro de la zona Constitución, se encuentra aproximadamente a 195 km. de la CE General Agustín Olachea Avilés, que es la fuente de soporte reactivo más cercana.

La SE Loreto se encuentra conectada de manera radial desde la SE Insurgentes con una LT de 115 km, se registran durante el periodo de verano tensiones entre 0-93 y 0-94 pu. con Red Eléctrica completa en las SE Puerto Escondido y SE Loreto, y ante contingencia sencilla de la LT Santo Domingo -Insurgentes, y Villa Constitución - Insurgentes se requiere la operación del EAR-DAC con cortes de carga en dichas SE con el fin de mantener niveles de tensión dentro del Límite Operativo permitido.

La zona de Los Cabos es la que presenta el mayor crecimiento de las tres zonas eléctricas que se tienen en el SIBCS. Específicamente en la región de Santiago se tienen expectativas de desarrollos turísticos que incentivan el crecimiento de la región y se ubica en el Corredor de transmisión en 115 kV que enlaza las zonas La Paz y Los Cabos.

Se presentan tensiones fuera de límites de operación en las SE Santiago, Buena Vista y Aeropuerto San José con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla. Adicionalmente, se presentarán bajas tensiones en las SE Monte Real y San José del Cabo, por tanto, se tendrá que recurrir a los EAR para poder mantener los niveles de tensión dentro de Límites Operativos para poder brindar Continuidad en el servicio en esta zona.

7.10.2. Compensación capacitiva zona Los Cabos (P20-BS1 Monte Real MVAr y Buena Vista MVAr) y (M21-BS1 Cabo San Lucas Dos MVAr, Cabo Bello MVAr y San José del Cabo MVAr)

Afectaciones

La zona Los Cabos registra un crecimiento continuo con la expectativa de nuevos desarrollos turísticos en los próximos años, uno de los polos de mayor desarrollo turístico se presenta en la región de Santiago, que es suministrado mediante un enlace de transmisión en 115 kV interconecta las zonas de La Paz y Los Cabos, para atender el crecimiento de la demanda se han propuesto elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las SE dentro de los rangos de operación permitido, en el mediano plazo se estima una degradación de voltaje en la temporada de verano, ya que la fuente más próxima de aportación de reactivos es la CE Punta Prieta en zona La Paz.

Por lo anterior, con el proyecto "Compensación capacitiva en zona Los Cabos" se resolverá la problemática de voltaje en la región de Santiago. considera un banco de capacitores en la SE Monte Real de 15 MVAr y otro en la SE Buena Vista de 7.5 MVAr y con ello reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024. La Transportista reportó a CENACE para septiembre de 2027 como fecha factible.

La zona Los Cabos registra un continuo crecimiento económico con expectativas de nuevos desarrollos turísticos en los próximos años, los polos de mayor desarrollo turístico se presentan en las zonas turísticas de San José del Cabo y en la ciudad de Cabo San Lucas Dos y los corredores turísticos entre ambas ciudades y la región costera del Océano Pacífico.

Las cargas turísticas se suministran mediante las SE Cabo Falso, Cabo San Lucas Dos, San José del Cabo, Palmilla, Cabo Real, Cabo del Sol, Cabo Bello, para atender el crecimiento de la carga se requieren elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las SE dentro de los rangos de operación permitido, se observa a una degradación de la tensión en la temporada de verano y la capacidad del Compensador Estático de Var se encuentra con un margen de reserva limitado para poder aportar potencia reactiva ante diversos disturbios.

Por lo anterior, con el proyecto "Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos" resolverá la problemática de tensión en la zona turística y áreas densamente pobladas. El proyecto considera la adquisición de las celdas capacitivas que permita suministrar hasta 22.5 MVAr en las SE Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y San José del Cabo y con ello reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia y al mismo tiempo se incrementa la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos. El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024. La Transportista reportó a CENACE para diciembre de 2030 como fecha factible. Por lo que se tendrán fuertes inversiones en trasladar nuevas unidades de generación para mantener en operación unidades de CE TG Los Cabos para el suministro local de la demanda ya que no será posible incrementar el Límite Operativo entre las zonas La Paz y Los Cabos. Ver Cuadro 7.10.2.

Además, al retrasarse el proyecto, se presentarán tensiones fuera de los Límites Operativos con Red Eléctrica completa y ante diversas contingencias sencillas, por lo que se tendrá que recurrir a la operación de EAR realizando corte de carga para dar Continuidad en el suministro de la carga, lo anterior limita la incorporación de nuevos Centros de Carga de una de las principales zonas turísticas del país.

CUADRO 7.10.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y SU AFECTACIÓN EN SE SIN PROYECTOS INSTRUIDOS EN 2030

SE Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	P.U.	kV	
ASJ (115 kV)	**0.97**	**111.70**	**Caso sin contingencia**
	0.89	102.03	Salida de LT ASJ-73490-MOR
BUV (115 kV)	**0.95**	**109.58**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.49	Salida de LT ETR-73550-CAR
	0.94	107.67	Salida de LT ETR-73BS0-COR
	0.94	108.52	Salida de LT OLA-93130-ELP
	0.94	108.52	Salida de LT OLA-93140-ELP
	0.94	108.38	Salida de LT OLA-93BS0-TCB
	0.91	104.50	Salida de LT CAR-73650-ERE
	0.92	105.59	Salida de LT ASJ-73140-SNT
	0.90	103.74	Salida de LT ASJ-73490-MOR
	0.95	109.22	Salida de LT CAB-73290-CAD
	0.94	108.65	Salida de LT CRE-73280-ELP
	0.95	108.92	Salida de LT CRE-73310-PML
	0.94	108.08	Salida de LT ELP-73BS0-MOR
	0.94	108.64	Salida de LT ELP-73SB0-PLC
	0.95	108.98	Salida de LT SJC-73BS0-PLC
	0.95	109.13	Salida de LT TCB-73340-CAF
	0.95	108.79	Salida de ELP AT-10
	0.95	108.80	Salida de ELP AT-20
	0.95	108.79	Salida de ELP AT-BS
	0.95	108.88	Salida de TCB AT-10

... Continuación

CUADRO 7.10.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y SU AFECTACIÓN EN SE SIN PROYECTOS INSTRUIDOS EN 2030

SE Monitoreada (kV)	Voltaje P.U.	Voltaje kV	Contingencia
CAB (115 kV)	**0.97**	**111.69**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.49	Salida de LT CAB-73290-CAD
CAR (115 kV)	**0.98**	**112.30**	**Caso sin contingencia**
	0.84	96.81	Salida de LT CAR-73650-ERE
CAS (115 kV)	**0.97**	**111.71**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.03	Salida de LT CAS-73450-ELP
CNE (115 kV)	**0.98**	**112.70**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.14	Salida de LT CRE-73280-ELP
ETR (115 kV)	**0.96**	**110.36**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.41	Salida de LT ETR-73550-CAR
	0.93	106.79	Salida de LT ETR-73BS0-COR
	0.89	101.94	Salida de LT CAR-73650-ERE
	0.95	108.68	Salida de LT ASJ-73140-SNT
	0.94	107.72	Salida de LT ASJ-73490-MOR
PML (115 kV)	**0.97**	**111.62**	**Caso sin contingencia**
	0.94	108.50	Salida de LT CRE-73280-ELP
SNT (115 kV)	**0.95**	**109.72**	**Caso sin contingencia**
	0.95	109.72	Salida de LT ETR-73550-CAR
	0.95	109.72	Salida de LT ETR-73BS0-COR
	0.95	109.72	Salida de LT OLA-93130-ELP
	0.95	109.72	Salida de LT OLA-93140-ELP
	0.95	109.72	Salida de LT OLA-93BS0-TCB
	0.95	109.72	Salida de LT CAR-73650-ERE
	0.95	109.72	Salida de LT ASJ-73140-SNT
	0.95	109.72	Salida de LT ASJ-73490-MOR
	0.95	109.72	Salida de LT CRE-73280-ELP
	0.95	109.72	Salida de LT CRE-73310-PML
	0.95	109.72	Salida de LT ELP-73BS0-MOR
	0.95	109.72	Salida de LT ELP-73SB0-PLC
	0.95	109.72	Salida de LT SJC-73BS0-PLC
	0.95	109.72	Salida de LT TCB-73340-CAF
	0.95	109.72	Salida de ELP AT-10
	0.95	109.72	Salida de ELP AT-20
	0.95	109.72	Salida de ELP AT-BS
	0.95	109.72	Salida de TCB AT-10

7.10.3. Incremento de capacidad de transformación en zona Los Cabos (P20-BS2)

El proyecto “Incremento de capacidad de transformación en zona Los Cabos” considera ampliar la capacidad de transmisión de la compuerta La Paz-Los Cabos de manera que sea posible suministrar la zona Los Cabos desde la zona La Paz donde se instalarán CE con tecnología de CC, sustituyendo el despacho de las UCE diésel en la CE TG Los Cabos que resultan ser las de mayor costo de operación en el sistema. El requerimiento de generación base con los CC en la zona La Paz en el PVIRCE aparecen en 2029 dado que CFE no ha actualizado la fecha de entrada en operación, pero se observa que esta debe adelantarse al menos para 2027 en conjunto con los proyectos de Red Eléctrica entre las zonas La Paz y Los Cabos.

En base al Pronóstico de la Demanda por Subestaciones en vigencia, la demanda de la zona Los Cabos continuará su acelerado crecimiento en el mediano plazo. En el año 2024 se tuvo un flujo por la compuerta La Paz- Los Cabos de 246 MW, su límite por confiabilidad esta declarado ante el MEM en 237 MW, debido a que el límite para este enlace está definido por la sobrecarga de los autotransformadores de SE El Palmar, de continuar con esta tendencia, se deberá recurrir a una mayor generación en CTG Los Cabos y/o a utilizar los EAR.

El proyecto original consistía en la instalación de un tercer AT en SE El Palmar de 100 MVA, en 230/115 kV, paralelo a los dos AT existentes. Adicionalmente se requiere un circuito de transmisión de 115 kV entre la SE El Palmar y la SE Monte Real para una mejor distribución de flujos. Actualmente se ha modificado la capacidad del banco de transformación a 225 MVA.

En el Cuadro 7.10.3 se presenta resultados del análisis de contingencias, se muestra la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE El Palmar sin el proyecto.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2024. La Transportista reportó su fecha factible de entrada en operación para noviembre de 2028, por tanto, se tendrá que incrementar el despacho de las unidades en la CE TG Los Cabos para mantener la Confiabilidad en el suministro de la zona Los Cabos.

CUADRO 7.10.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y SU AFECTACIÓN EN SE SIN PROYECTO, ESCENARIO 2028

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				Contingencia
	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
ELP-AT10 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	**98.3**	**16.5**	**99.7**	**99.7**	**Caso sin contingencia**
	157.6	34.9	161.4	161.4	Salida de ELP-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)
	159.4	40.3	164.4	164.4	Salida de TCB-AT10 - 230/115 kV (225 MVA)
	118.5	14.5	119.4	119.4	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV
ELP-AT20 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	**97.6**	**16.4**	**99.0**	**99.0**	**Caso sin contingencia**
	157.1	34.9	160.9	160.9	Salida de ELP-AT10 - 230/115 kV (100 MVA)
	158.1	40	163.1	163.1	Salida de TCB-AT10 - 230/115 kV (225 MVA)
	117.5	14.4	118.4	118.4	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV
OLA-AT10 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	**-49.3**	**13.9**	**51.2**	**51.2**	**Caso sin contingencia**
	-104.2	21.0	106.3	106.3	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV

7.10.4. Solución integral al suministro de energía eléctrica de la zona Constitución (P20-BS3)

Afectaciones

Con el crecimiento natural de la carga en los próximos años en la zona Constitución y ante la entrada en operación de la CCC Baja California Sur con gas natural en el mediano plazo, se reducirá considerablemente el despacho de la CE General Agustín Olachea Avilés con combustóleo y diésel, con sus beneficios de reducción de GEI, por lo que el soporte reactivo que actualmente proporciona la CC a la zona Constitución ya no se tendrá y en el escenario de demanda nocturna al no despacharse por ser unidades de mayor costo de operación que los futuros CCC de BCS por lo que los requerimientos de potencia activa y reactiva se transmitirán desde la zona La Paz.

Por lo anterior, se propuso el proyecto "Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución" que incorpora en forma local un equipo de compensación dinámica en la SE Villa Constitución, de manera que proporcione los requerimientos de potencia reactiva requerida y sea posible realizar el suministro de la demanda en la zona Constitución mediante el despacho más económico y limpio de los nuevos CCC en BCS que se instalarán en la zona La Paz.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 e instruido por SENER en 2021 a la Transportista, con una fecha de entrada en operación de 2024. La Transportista reportó a CENACE una fecha estimada de entrada en operación para noviembre de 2028, sin embargo, se ajustará posterior a la fecha de entrada en operación del CCC BCS, por tanto, una vez que se tenga la suficiencia de generación con tecnología de CC en el SIBCS.

7.11. Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé

La principal problemática que presentaba el SIM ha sido resuelta con la entrada en operación de los proyectos instruidos.

Los proyectos "Santa Rosalía Banco 2" con PEM P18-MU1 y "Mezquital MVAr (traslado)" con PEM P18-MU3 fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a la Transportista y se encuentran en operación.

El proyecto "Mezquital MVAr (traslado)" se encuentra en operación desde el 09 de febrero de 2021 y el proyecto "Santa Rosalía Banco 2" se encuentra en operación desde el 9 de junio 2021.

Se ha instruido el proyecto M21-MU1 "Modernización del arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV" fue propuesto desde el PAMRNT 2021-2035 e instruidos por SENER en 2022 a la Transportista con una fecha de entrada en operación de 2024. La Transportista estima una fecha factible para diciembre de 2029.

8

Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

8. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

8.1. Objetivo de los proyectos de ampliación

Las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM se realizan con el objetivo principal de asegurar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN, atendiendo distintos compromisos como son: operar con eficiencia energética, minimizar las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica, incentivar la integración de generación, satisfacer el crecimiento de la demanda, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, incorporar tecnologías de REI y en consecuencia reducir los costos del suministro de la energía eléctrica; de tal forma que el desempeño del MEM sea eficiente, en términos de reducción en los precios marginales locales, y confiable al mantener el suministro dentro de los parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad.

8.2. Proceso de ampliación de la RNT y las RGD del MEM

De acuerdo con la regulación en materia de Planeación del SEN, el punto de partida para la elaboración de los PAMRNT es la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad, los cuales deberán contener: i) el modelo de la Red Eléctrica completa del SEN, incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento, ii) los proyectos de CE que se definan en el PVIRCE que elabora la SENER en cada ejercicio de planeación, iii) los proyectos de transmisión y distribución que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por los encargados de las obras, iv) el pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y v) la estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Una vez integrados estos cinco puntos y formados los casos base de la Red Eléctrica al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el sistema y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de demanda-despachos de generación, considerando la disponibilidad estadística y proyectada de la generación FV y EO; se identifican y analizan Alternativas de refuerzos de nueva infraestructura eléctrica que, optimizarían el costo la operación del sistema; con la aplicación de los criterios considerados en el CdR y las políticas públicas que apliquen; minimizando congestiones, reduciendo pérdidas eléctricas I^2R, incrementando la Confiabilidad, permitiendo la integración de energías eléctricas renovables, asegurando el suministro de la demanda, nuevos enlaces internacionales y aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

Derivado del análisis de nueva infraestructura eléctrica requerida se determinan múltiples Alternativas de solución que forman parte de los estudios especializados que realiza el CENACE, sin embargo, para simplificar la presentación de propuestas se consideran cuando menos dos Alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

- Modelo simplificado del SEN en 100 regiones con un análisis estocástico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR.
- Modelo de CD completo del Sistema en la Gerencia de estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión.
- Modelo completo en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de ampliación de Líneas de Transmisión autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva.

Una vez determinados los beneficios económicos de los proyectos con alguna de las metodologías anteriores y, estimados los costos de inversión de la infraestructura eléctrica considerando costos de referencia para evaluación de proyectos o costos reales de proyectos construidos, se calculan los indicadores económicos de: Relación Beneficio – Costo, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno. Con esta información, se elige la Alternativa de refuerzo con mejores indicadores técnicos y económicos.

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre la Distribuidora y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE y la Distribuidora, en los cuales se revisan las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de PDS, el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento de la demanda pronosticado por SE. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de la Distribuidora, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PLADESE, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año n+4 y n+5.

Posteriormente, CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar el posible requerimiento de refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

8.3. Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Como se establece en la LSE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la LIE, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAMRNT las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de Transmisión, Transformación y Compensación del SEN para el suministro de energía eléctrica en el mediano plazo.

Durante la elaboración del presente programa se han llevado a cabo cambios en la normativa del Sector Eléctrico, ahora rige la Ley del Sector Eléctrico, la cual también contempla la instrucción de los proyectos a CFE para su ejecución en búsqueda de objetivos como son la predominancia del Estado en el Sector y la EPE considerando una planeación vinculante de la generación de energía eléctrica.

Como parte de proceso de planeación anual, el CENACE ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la validación de la fecha de entrada en operación necesaria.

En el Cuadro 8.3.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT por la SENER del 2015 al 2024, ordenados en la etapa en la que se encuentran: En Operación, Ejecución o Construcción, Contratación, en Concurso, por Concursar, en Proceso de Decisión, en Análisis y en Revisión. Los que se encuentran en etapas de Análisis y Revisión se listan considerando la prioridad definida en el Capítulo 7, se incluyen las fechas necesarias y factibles de término de cada proyecto considerando la información con actualización del informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación y modernización de la Red Eléctrica enviadas por la Transportista al corte de octubre de 2024 y últimas actualizaciones por parte de la Transportista como son cuadernillos elaborados por las Gerencias Regionales de Transmisión para la actualización de Fichas de Información de Proyecto.

Adicionalmente, en el Cuadro 8.3.1 solo se incluye el avance físico de aquellos que están en proceso de Ejecución o Construcción y por último este cuadro no incluyen aquellos proyectos pausados o cancelados que se muestran en Cuadro 7.8. del Capítulo 7.

En el Anexo del Capítulo 8 se describen las metas físicas de los proyectos de ampliación en la RNT instruidos de 2015 a 2024.

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30/dic/2019	2017	En Operación 100%
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13/feb/2020	2017	En Operación 100%
Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09/feb/2021	2018	En Operación 100%
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09/jun/2021	2018	En Operación 100%
El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17/dic/2021	2017	En Operación 100%
Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22/dic/2021	2018	En Operación 100%
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	25/jun/2022	2018	En Operación 100%
Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	20/dic/2022	2018	En Operación 100%
Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	24/mar/2023	2017	En Operación 100%
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	24/abr/2023	2018	En Operación 100%
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	21/oct/2023	2018	En Operación 100%
SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de refuerzo asociadas a la C. C. C. Baja California Sur”)	CFE20-PCC	oct-23	17/dic/2023	2021 (febrero)	En Operación 100%
Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	19/dic/2023	2021 (febrero)	En Operación 100%
Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	20/dic/2023	2021 (febrero)	En Operación 100%
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	25/feb/2024	2018	En Operación 100%
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	19/abr/2024	2018	En Operación 100%
Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	10/may/2024	2017	En Operación 100%
Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	29/jul/2024	2019	En Operación 100%
Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	13/jul/2024	2019	En Operación 100%
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	11/ago/2024	2019	En Operación 100%
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	21/sep/2024	2018	En Operación 100%
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	02/dic/2024	2019	En Operación 100%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	08/dic/2024	2018	En Operación 100%
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	15/dic/2024	2018	En Operación 100%
Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	19/dic/2024	2016 y 2017	En Operación 100%
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	20/dic/2024	2019	En Operación 100%
Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	12/ene/2025	2015	En Operación 100%
Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	26/feb/2025	2021 (febrero)	En Operación 100%
Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	05/mar/2025	2021 (febrero)	En Operación 100%
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	04/mar/2025	2016 y 2017	En Operación 100%
Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	abr-25	2019	Ejecución o Construcción 98.4%
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-25	2017	Ejecución o Construcción 78%
Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	sep-25	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción 81.1%
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	abr-25	2017	Ejecución o Construcción 98.1%
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	jul-25	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción 82.7%
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	may-25	2019	Ejecución o Construcción 93.7%
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	may-25	2019	Ejecución o Construcción 57%
Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)	P16-PE2	mar-20	jul-25	2016 y 2017	Ejecución o Construcción 78.6%
Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	ago-25	2019	Ejecución o Construcción 61.5%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	sep-25	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción 68.5%
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	oct-25	2018	Ejecución o Construcción 63.8%
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	oct-25	2018	Ejecución o Construcción 64.5%
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	oct-25	2018	Ejecución o Construcción 39.6%
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	oct-25	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción 40.5%
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	dic-25	2017	Ejecución o Construcción 63.3%
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-25	2019	Ejecución o Construcción 28.5%
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	dic-25	2018	Ejecución o Construcción 75%
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	dic-25	2019	Ejecución o Construcción 16.6%
Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	Fase 1 / ene-26 Fase 2, etapa 1 / ene-26 Fase 2, etapa 2 / feb-26 Fase 2, etapa 3 / mar-26	2021 (julio)	Ejecución o Construcción Fase 1 33.6 % Fase 2, etapa 1 / 50.7 % Fase 2, etapa 2 / 36.9 % Fase 2, etapa 3 / 17.0 %
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	jun-26	2019	Ejecución o Construcción 28.5%
Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	mar-27	2018	Por concursar 0%
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	nov-26	2018	En concurso 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	Etapa 1 / dic-26 Etapa 2 / ago-26 Etapa 3 / nov-25	2019	En concurso etapa 1 0%. En Ejecución o Construcción etapas 2 y 3 19.5% y 40.2%
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	may-26	2015	Por concursar 0%
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-26	2018	Por concursar 0%
Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-26	2022	Por concursar 0%
Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	ago-26	2022	Por concursar 0%
Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	ago-26	2022	Por concursar 0%
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	Etapa 1 / jul-26 Etapa 2 / ago-26	2017	Por concursar 0%
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	nov-26	2015 y 2018	Por concursar 0%
Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	oct-26	2022	Por concursar 0%
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	nov-26	2016	Por concursar 0%
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	ago-27	2017	En proceso de decisión 0%
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	nov-26	2017	En proceso de decisión (por cancelar)
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	sep-27	2015 y 2018	En proceso de decisión 0%
Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-26	2017	En proceso de decisión 0%
Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	nov-26	2017	En proceso de decisión 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	nov-26	2018	En proceso de decisión 0%
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	nov-26	2018	En proceso de decisión 0%
Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	jul-26	2018	En proceso de decisión 0%
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	mar-27	2018	En proceso de decisión 0%
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	sep-26	2018	En proceso de decisión 0%
Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	sep-26	2019	En proceso de decisión 0%
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	jun-27	2019	En proceso de decisión 0%
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	feb-28	2019	En proceso de decisión 0%
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	dic-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	oct-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	mar-28	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	ene-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	feb-28	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	ago-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	mar-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	jul-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	oct-26	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-26	2021 (julio)	En proceso de decisión 0%
Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	may-27	2021 (julio)	En proceso de decisión 0%
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	sep-26	2022	En proceso de decisión 0%
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	nov-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	jul-26	2018	En proceso de decisión 0%
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	nov-27	2017	En proceso de decisión 0%
Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	dic-26	2018	En proceso de decisión 0%
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	jul-26	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	ago-26	2022	En proceso de decisión 0%
Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	P24-NE1	abr-27	nov-27	2024	En proceso de decisión 0%
Suministro de Energía para la zona Nogales (antes dividido en Fase 1 y 2)	P24-NO3	abr-27	ago-28	2024	En proceso de decisión 0%
Suministro de Energía para la Región Querétaro	P24-OC3	abr-28	jun-27	2024	En proceso de decisión 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	ago-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	nov-26	2022	En proceso de decisión 0%
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	P23-BC2	abr-27	mar-27	2023	En proceso de decisión 0%
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	mar-28	2018	En proceso de decisión 0%
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	mar-28	2018	En proceso de decisión 0%
Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	ene-28	2022	En proceso de decisión 0%
Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato	P24-OC2	abr-29	dic-27	2024	En proceso de decisión 0%
Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	sep-27	2021 (julio)	En proceso de decisión 0%
Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	dic-26	2022	En proceso de decisión 0%
Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	dic-26	2022	En proceso de decisión 0%
Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	jul-26	2022	En proceso de decisión 0%
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	feb-28	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	abr-29	2021 (julio)	En Análisis 0%
Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	I23-NT1	abr-28	oct-29	2023	En Revisión 0%
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	nov-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	dic-28	2018	En Análisis 0%
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	dic-28	2018	En Análisis 0%
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	mar-29	2021 (julio)	En Análisis 0%
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	mar-29	2018	En Análisis 0%
Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	mar-29	2018	En Análisis 0%
Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	dic-29	2018	En Revisión 0%
Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	P23-NT2	abr-27	mar-30	2023	En Revisión 0%
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	mar-29	2018	En Análisis 0%
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-29	2021 (febrero)	En Análisis 0%
Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	dic-29	2017	En Revisión 0%
Suministro de energía en Tabasco	P23-OR1	dic-29	abr-30	2023	En Revisión 0%
Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez	P24-NT1	abr-28	dic-30	2024	En Revisión 0%
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	nov-28	2017	En Análisis 0%
Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	nov-28	2017	En Análisis 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	dic-28	2022	En Análisis 0%
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	nov-28	2019	En Análisis 0%
Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	dic-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	dic-29	2022	En Revisión 0%
Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	P24-OR1	abr-23	mar-31	2024	En Revisión 0%
Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-28	2017	En Análisis 0%
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	nov-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-28	2021 (julio)	En Revisión 0%
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis 0%
Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	P23-NT1	abr-27	mar-30	2023	En Revisión 0%
Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	P23-NO1	abr-28	nov-29	2023	En Revisión 0%
Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	nov-29	2022	En Revisión 0%
Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis 0%
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	nov-28	2017	En Análisis 0%
Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	P24-NO1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión 0%
Eliminar restricciones de transmisión al Poniente de la Ciudad de Navojoa	P24-NO2	abr-29	dic-30	2024	En Revisión 0%
Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	nov-29	2022	En Revisión 0%

... Continuación

CUADRO 8.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Estatus CFE y Avance
Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	P23-OC1	abr-27	mar-30	2023	En Revisión 0%
Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente -Tres Ríos	P23-NO2	abr-28	nov-29	2023	En Revisión 0%
Incremento en la Transformación de la Zona Colima	P23-OC2	abr-27	abr-30	2023	En Revisión 0%
Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	P23-BC1	abr-25	mar-30	2023	En Revisión 0%
Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	P23-BS1	abr-28	dic-28	2023	En Análisis 0%
Incremento en la capacidad de transmisión en la región San Quintín	P24-BC1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión 0%
Aumento de la transformación de la zona Morelia	P24-OC1	abr-29	nov-30	2024	En Revisión 0%
Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	P24-BC2	abr-29	abr-31	2024	En Revisión 0%
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	dic-29	2018	En Revisión 0%
Aumento en la Capacidad de Subtransmisión en Zona Laguna	P24-NT2	abr-28	dic-30	2024	En Revisión 0%
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	dic-30	abr-30	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	Pausado	nov-30	2016 y 2018	Pausado 0%
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BS1	Pausado	mar-31	2017	Pausado 0%

8.3.1. Proyectos instruidos de la RNT para cada GCR

En las Figuras 8.3.1 a 8.3.10 se presentan los diagramas unifilares simplificados[64] de 2030 de cada una de las siete GCR del SIN y para los tres sistemas de la península de Baja California, SIBC SIBCS y SIM con los principales proyectos instruidos de la RNT hasta 2024, así como los proyectos legados. Solo se muestran los que se integran a la Red Eléctrica troncal. Adicionalmente, con base en lo establecido en el Manual del Sistema de Información del Mercado, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de julio de 2016 en numeral 3.1.6 inciso (a) se publican los diagramas unifilares del SEN en portal de CENACE [68].

[64] No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 8.3.1. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR CENTRAL

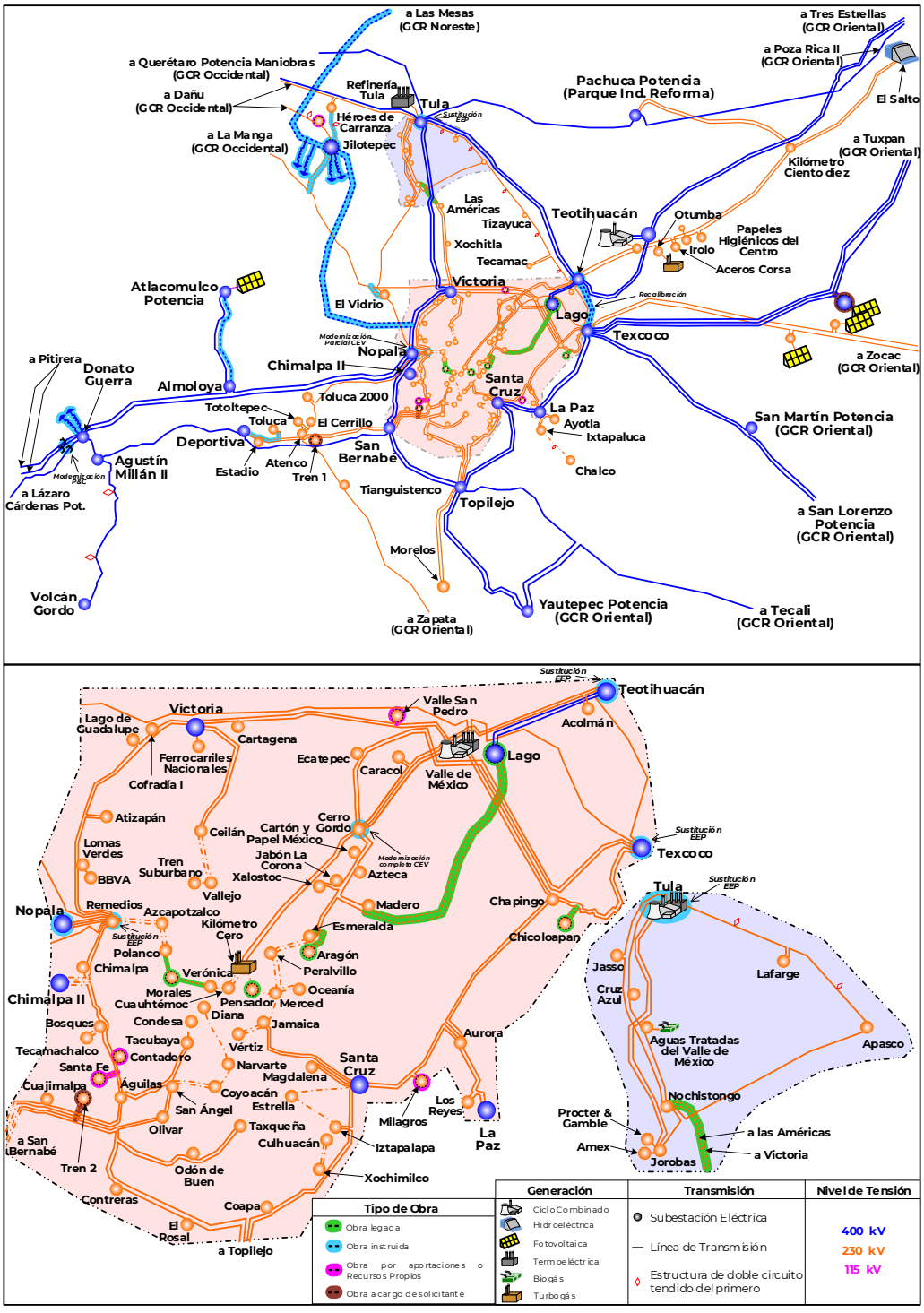


FIGURA 8.3.2. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR ORIENTAL

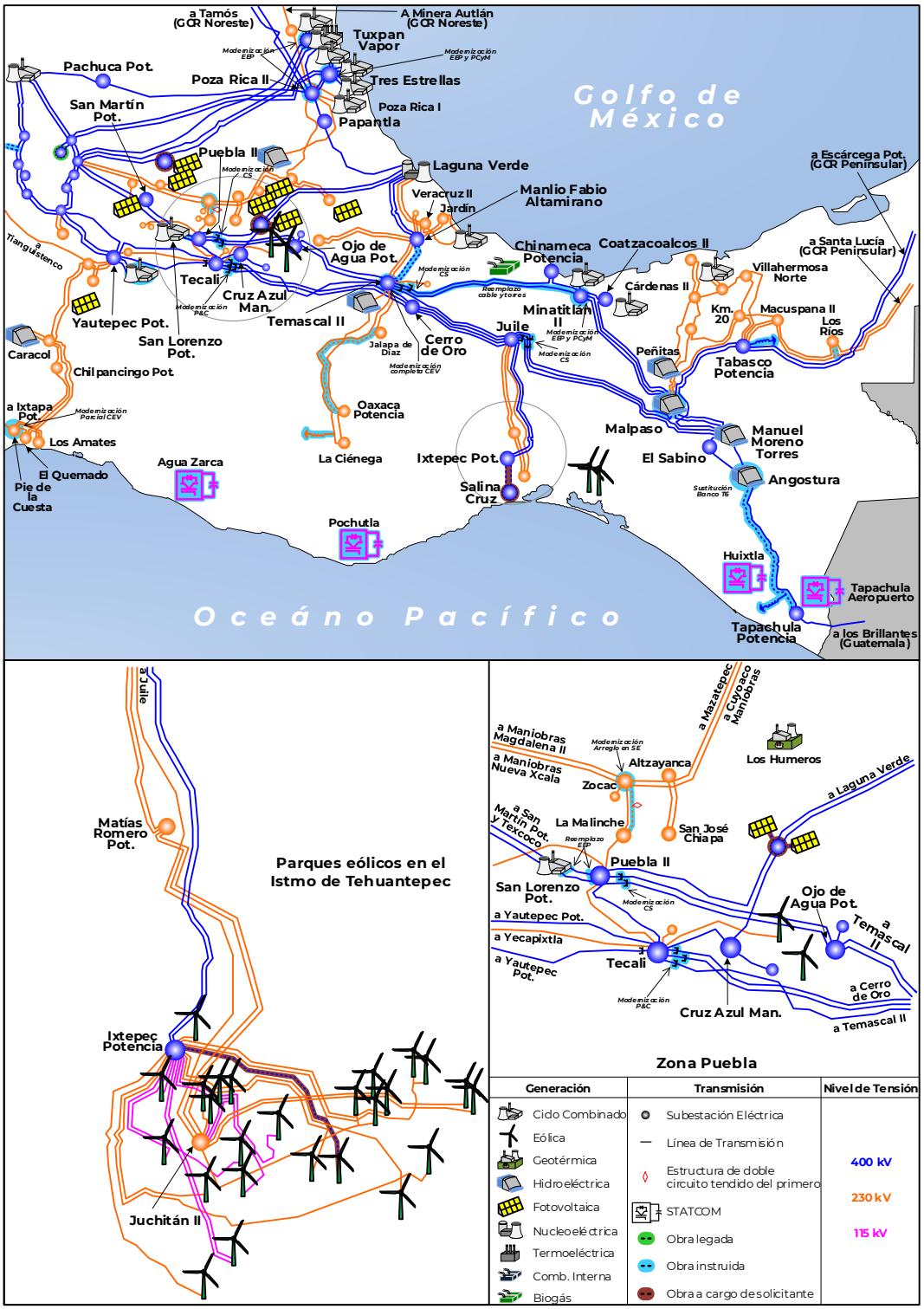


FIGURA 8.3.3. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR OCCIDENTAL

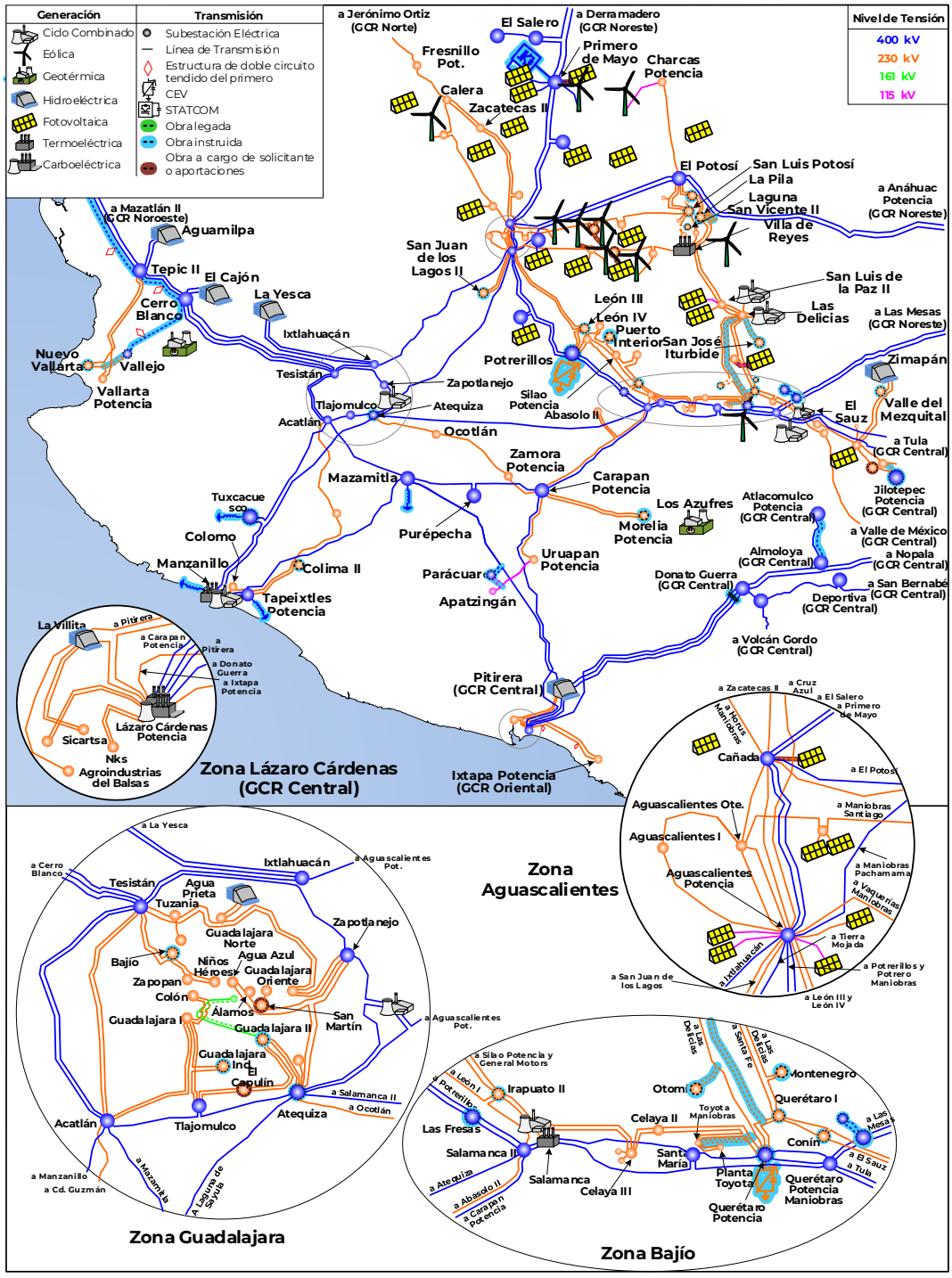


FIGURA 8.3.4. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NOROESTE



FIGURA 8.3.5. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NORTE

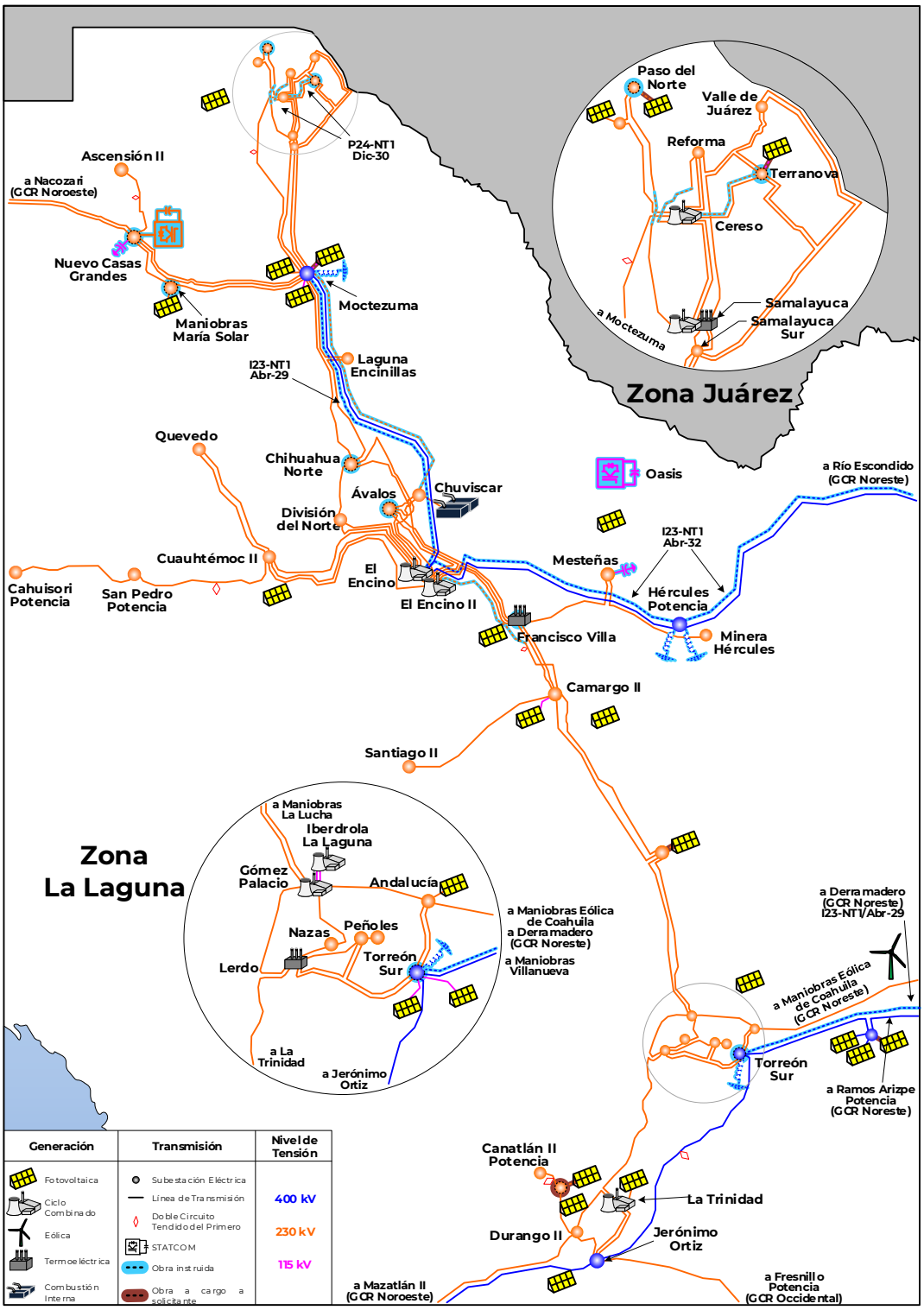


FIGURA 8.3.6. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NORESTE

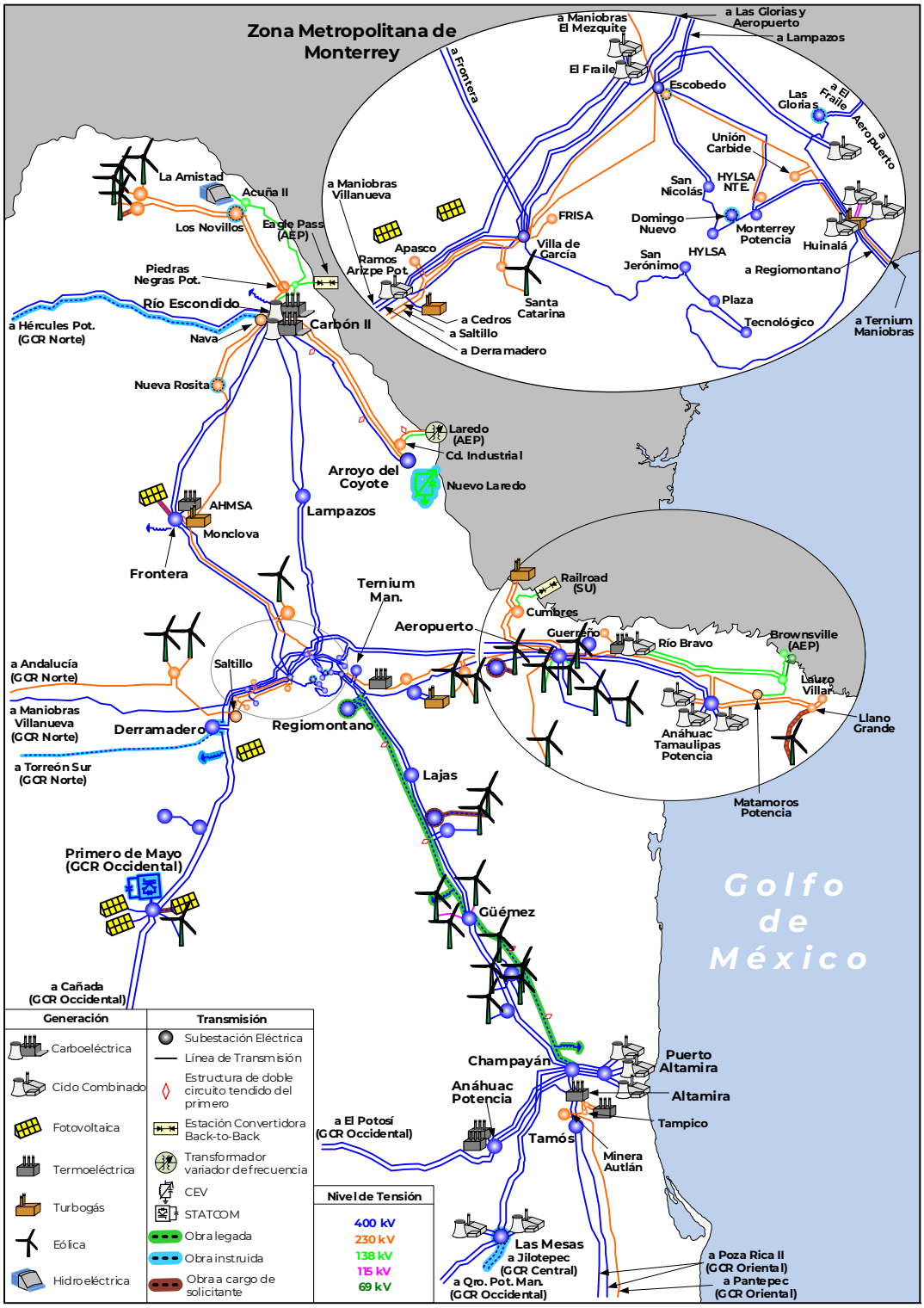


FIGURA 8.3.7. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR PENINSULAR

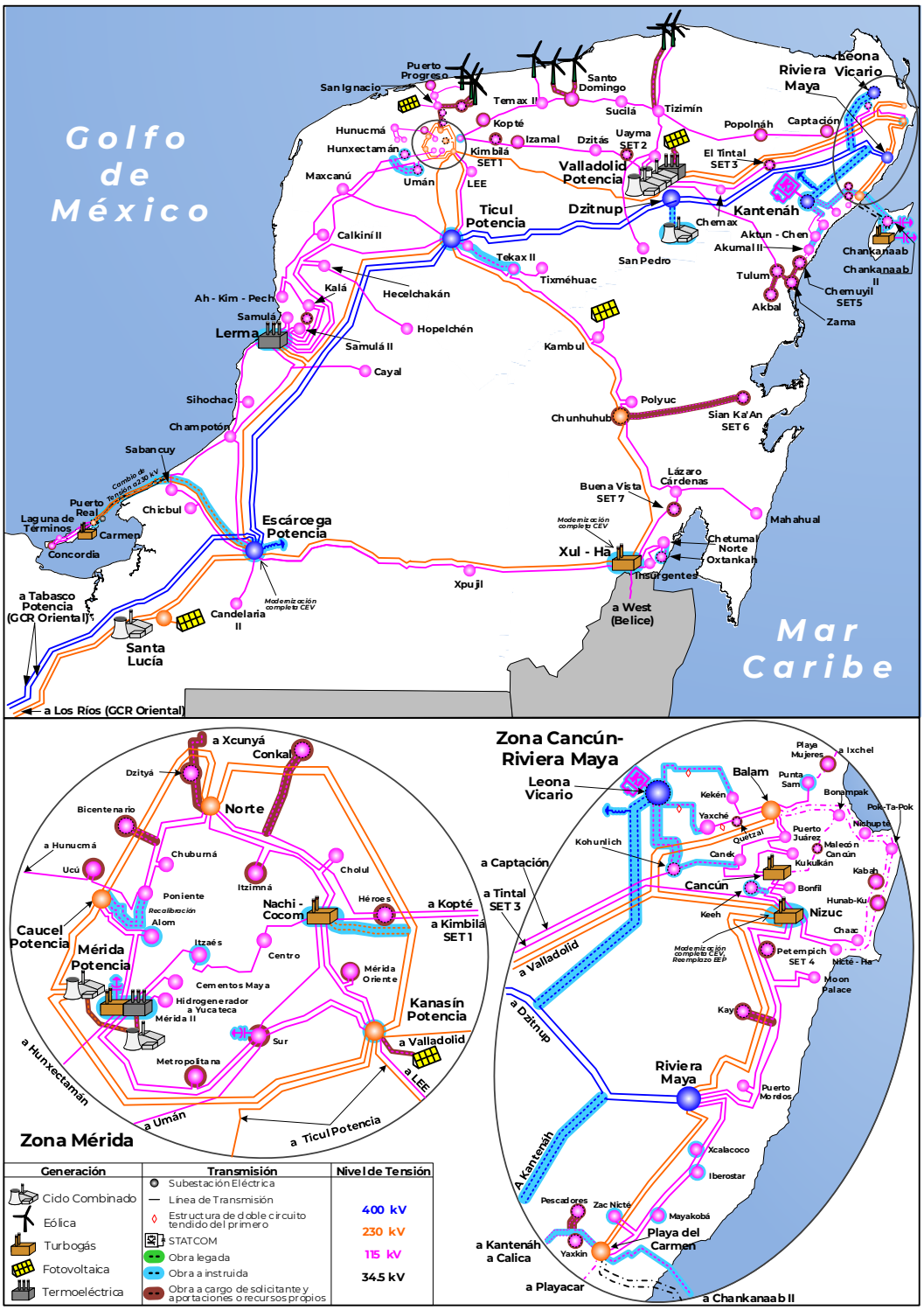


FIGURA 8.3.8. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

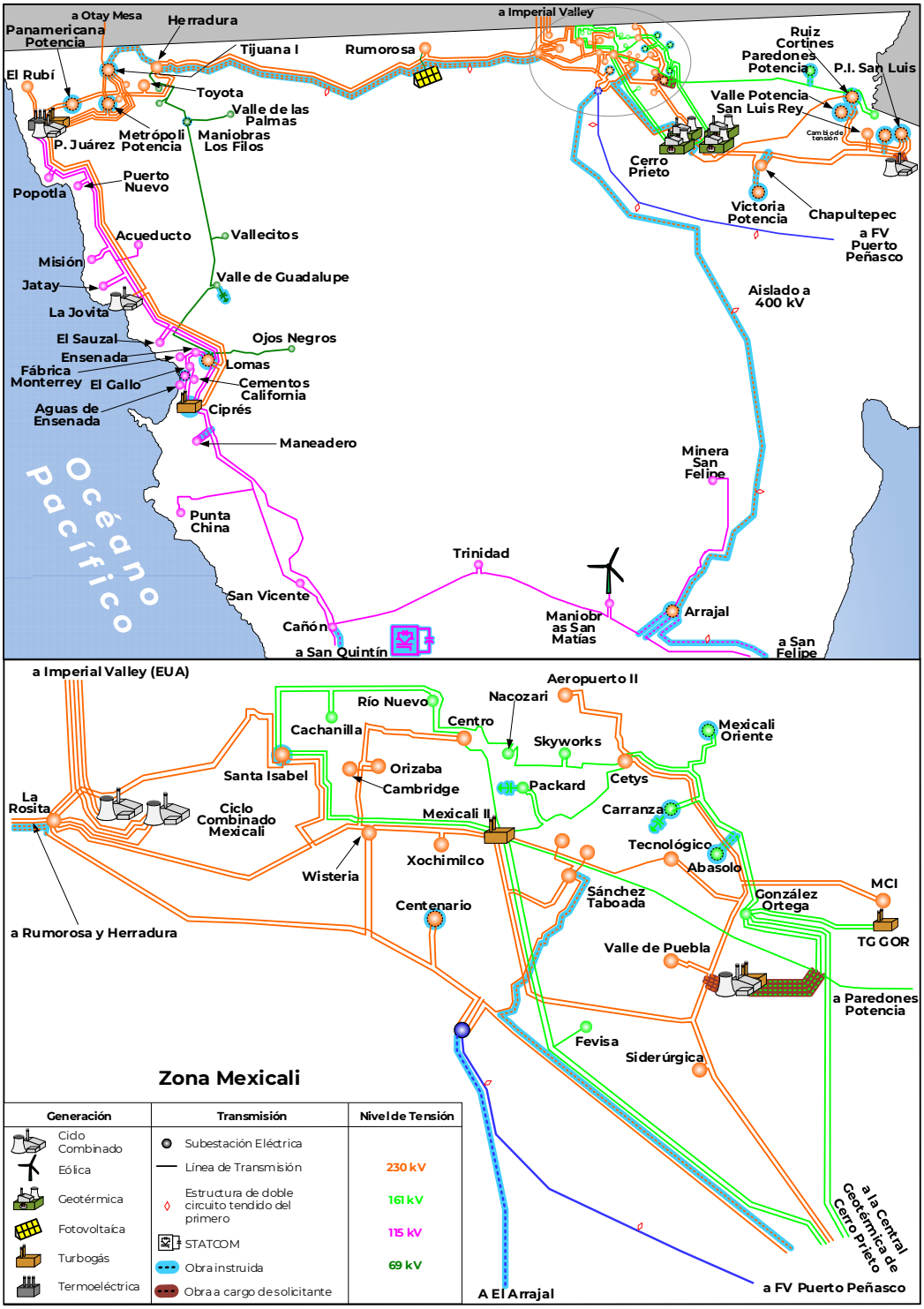


FIGURA 8.3.9. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

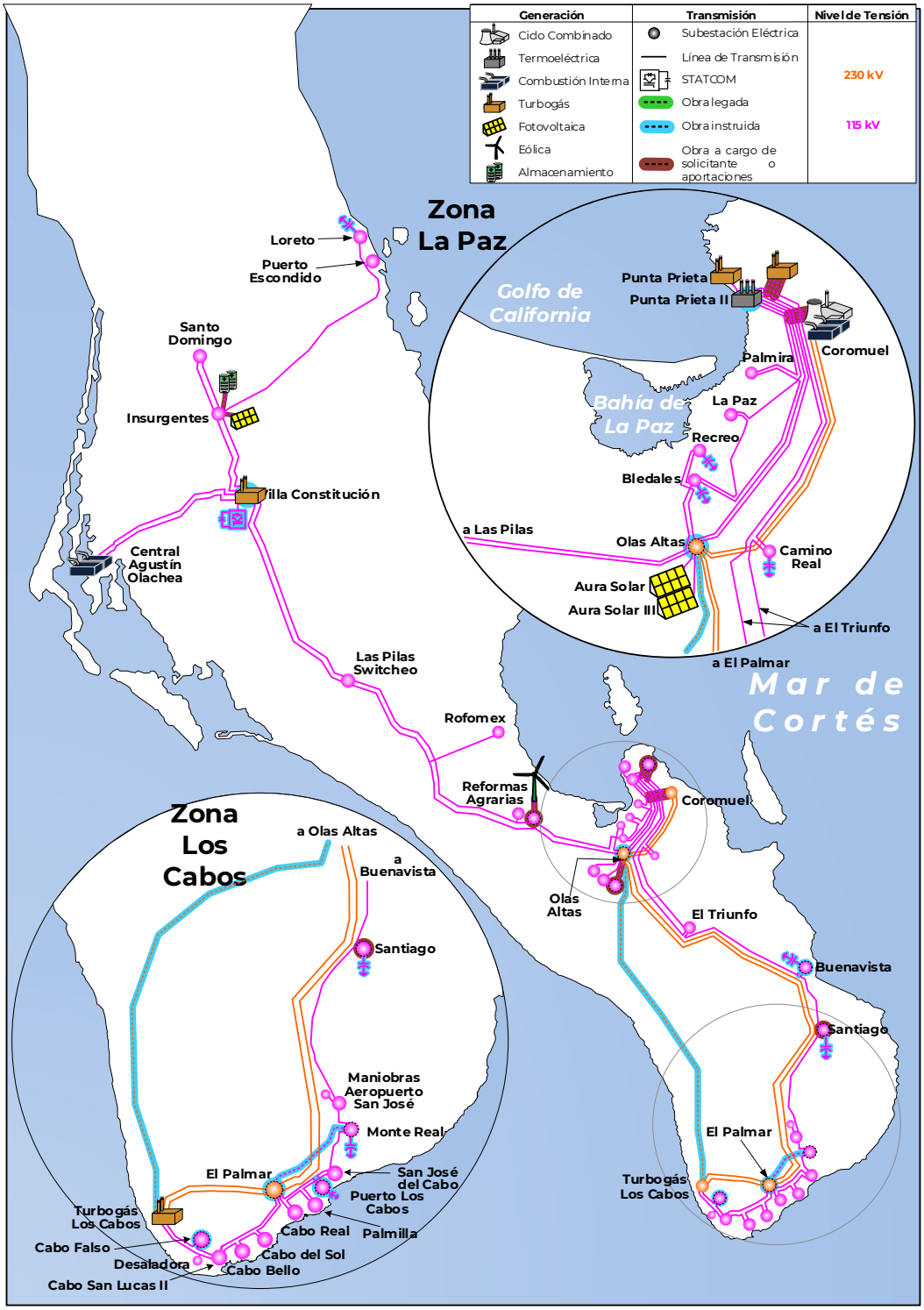
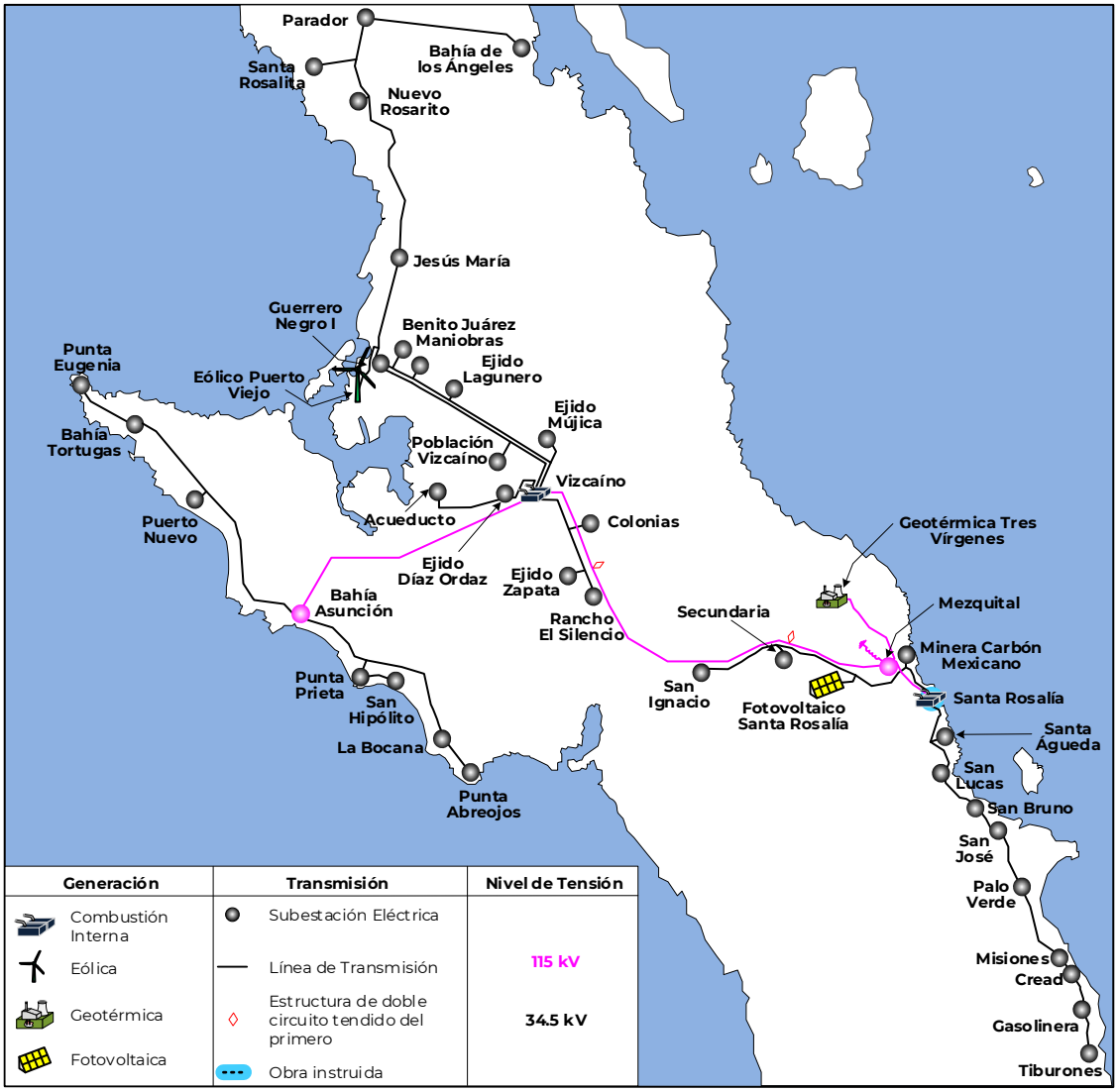


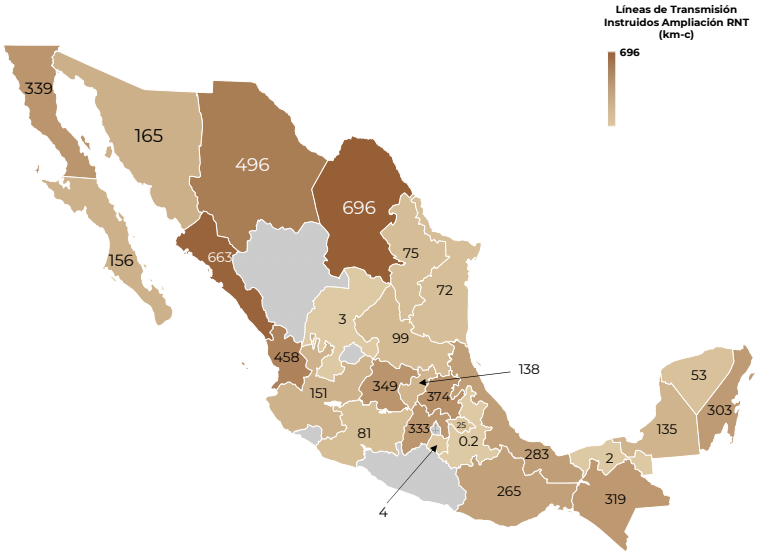
FIGURA 8.3.10. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ



8.3.2. Metas físicas de los proyectos instruidos de ampliación de la RNT

A continuación, se presentan las cantidades totales de metas físicas de los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER para su construcción por parte de la Transportista. Los totales no consideran los proyectos instruidos por SENER de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la Política Energética Nacional.

FIGURA 8.3.11. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA[65]



[65] Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base en la información de campo de CFE.

FIGURA 8.3.12. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

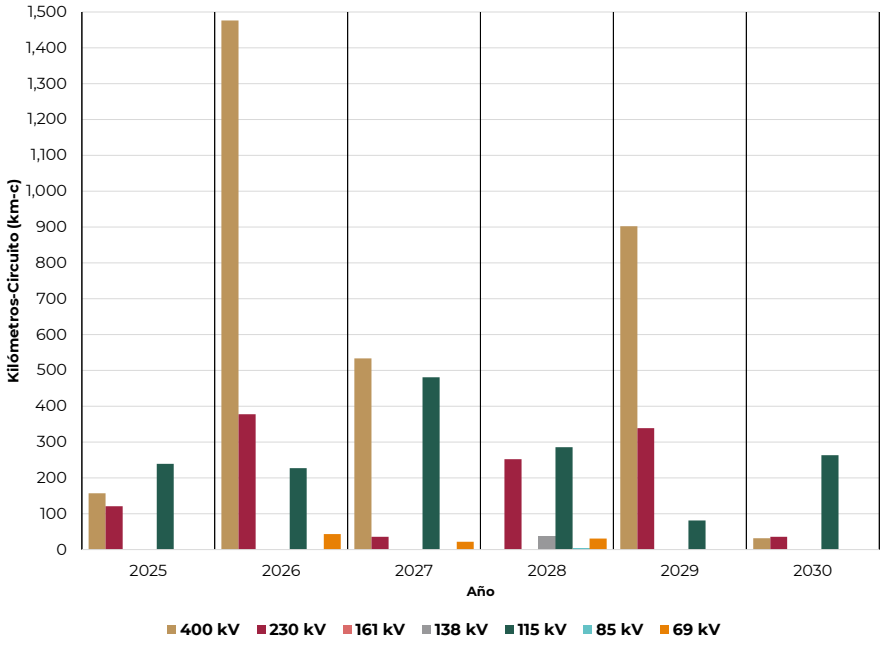


FIGURA 8.3.13. CAPACIDAD (MVA) BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

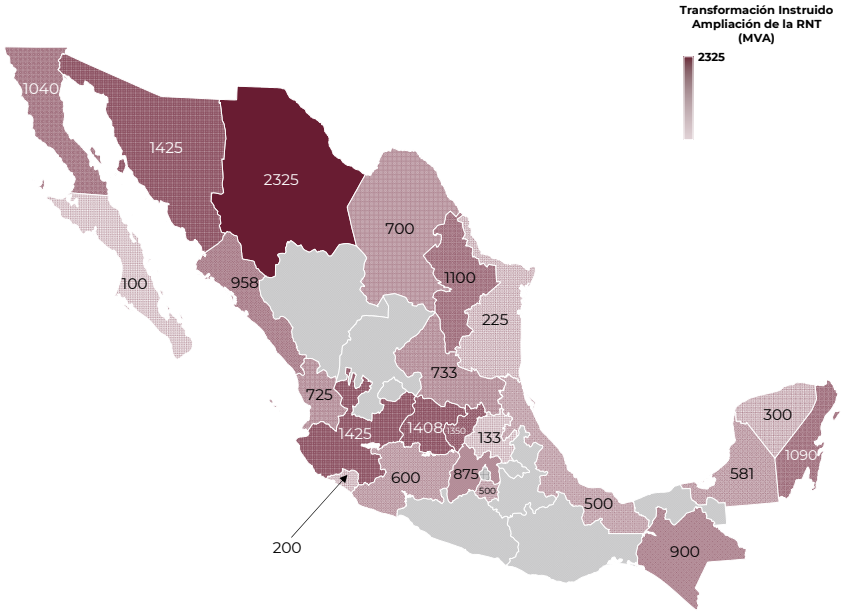


FIGURA 8.3.14. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

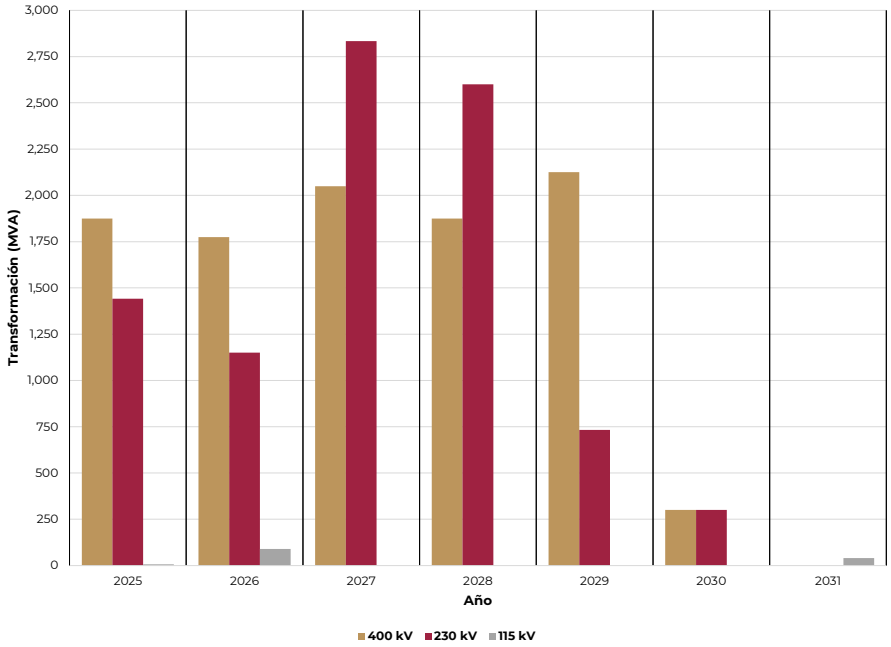


FIGURA 8.3.15 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

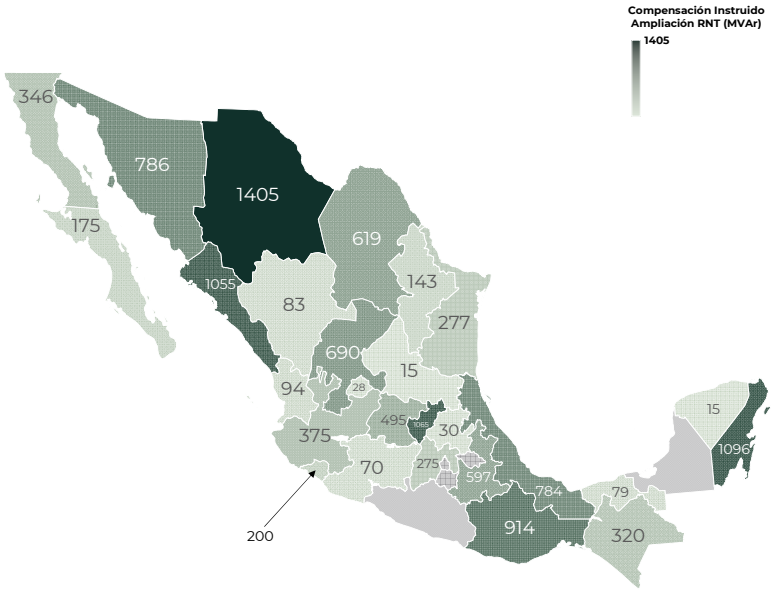
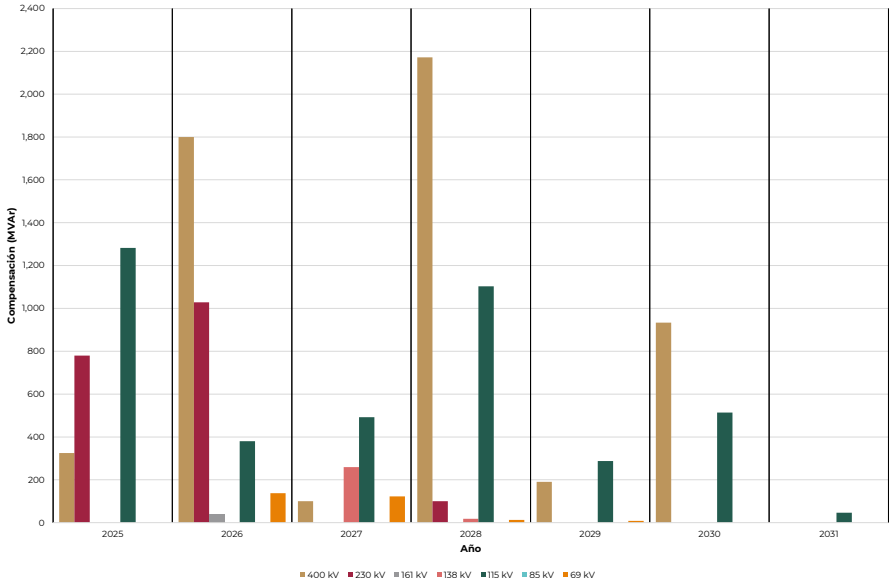


FIGURA 8.3.16. CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.4. Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT

En el Cuadro 8.4.1 se listan los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el PAMRNT 2025 – 2039 cuya construcción y puesta en servicio es fundamental para atender el Suministro Eléctrico en el mediano y largo plazos, procurando que la operación del SEN se desarrolle en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Para cada uno de los proyectos listados en el Cuadro 8.4.1, se presenta más adelante una Ficha de Información de Proyecto, la cual describe el diagnóstico operativo de la zona de estudio, la descripción de las Alternativas que atienden a la problemática, incluyendo el resumen de metas físicas y sus costos estimados de inversión, así como sus indicadores técnicos y económicos de cada una y una conclusión de la Alternativa seleccionada.

CUADRO 8.4.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2025 – 2039

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Oriental	P25-OR1	Atención al suministro de energía eléctrica en las Zonas Villahermosa y Chontalpa	abr-24	2025	Villahermosa y Chontalpa / Tabasco
	P25-OR2	Incremento de capacidad de suministro hacia la Zona San Cristóbal	abr-29	2025	San Cristóbal / Chiapas
	P24-OR2	Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec	dic-30	2025	San Cristóbal / Chiapas
Occidental	P25-OC1	Soporte de tensión para la Zona Matehuala	abr-25	2025	Matehuala / San Luis Potosí
	P25-OC2	Suministro de energía en la región Ciénega - Zamora	abr-30	2025	Ciénega - Zamora / Jalisco
	P25-OC3	Incremento de transformación en la Zona Tepic	abr-30	2025	Tepic / Nayarit
Noroeste	P25-NO1	Incremento en la capacidad de transformación de la Zona Navojoa	abr-30	2025	Navojoa / Sonora
	P25-NO2	Eliminar restricción en la capacidad de transmisión de la LT Culiacán Cuatro - Culiacán Sur	abr-30	2025	Culiacán / Sinaloa
Norte	P25-NT1	Incremento de transformación en la Zona Juárez	abr-29	2025	Juárez / Chihuahua
	P25-NT2	Incremento de transformación en la Zona La Laguna	abr-31	2025	Torreón / Durango
	P25-NT3	Soporte de tensión en la Zona Cuauhtémoc	abr-30	2025	Cuauhtémoc / Chihuahua
Noreste	P25-NE1	Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Monclova	abr-25	2025	Monclova / Coahuila
	P25-NE2	Atención al suministro de energía del Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey	abr-29	2025	Monterrey / Nuevo León
Baja California	P25-BC1	Incremento en la capacidad de transformación en la SE Rubí	abr-30	2025	Tijuana / Baja California
	P25-BC2	Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al oriente de la ciudad de Tijuana y Tecate	abr-30	2025	Tijuana / Baja California

En el Cuadro 8.4.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2025 – 2039, indicando aquellos que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

El CdR en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional establece que el CENACE, la Transportista y la Distribuidora se podrán apoyar de los Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico de Transmisión y Transformación de la CFE, el cual deberá ser actualizado anualmente por la CFE. Para los proyectos identificados se ha considerado como referencia el documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación (COPAR 2024).

CUADRO 8.4.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PAMRNT 2025 – 2039 PARA LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS

Proyectos de Ampliación de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Atención al suministro de energía eléctrica en las zonas Villahermosa y Chontalpa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de capacidad de suministro hacia la zona San Cristóbal	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de tensión para la zona Matehuala	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de energía en la región Ciénega - Zamora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de transformación en la zona Tepic	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transformación de la zona Navojoa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricción en la capacidad de transmisión de la LT Culiacán Cuatro - Culiacán Sur	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de transformación en la zona Juárez	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de transformación en la zona La Laguna	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de tensión en la zona Cuauhtémoc	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Monclova	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Atención al suministro de energía del Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transformación en la SE Rubí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al oriente de la ciudad de Tijuana y Tecate	✓	✓	✓	✓	✓	✓

8.4.1. Principales proyectos del PAMRNT 2025 – 2039

Con la finalidad de poder cumplir con las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red y que son de observancia en los PAMRNT realizados para cada ejercicio de planeación; en el CENACE se han elaborado estudios técnicos y económicos para identificar las propuestas de ampliación de infraestructura eléctrica que permitirán atender los criterios generales del CdR y los requerimientos del "Manual regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional".

En cumplimiento con el criterio P-27 del CdR, se presenta en el Cuadro 8.4.3 un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la ampliación y modernización de la RNT. Para la elección de estos proyectos se utilizaron los criterios mencionados en el Capítulo 7.

CUADRO 8.4.3. PRINCIPALES PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2025 – 2039

Prioridad	Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona o GCR/ Estado
1	Norte	P25-NT3	Soporte de tensión en la zona Cuauhtémoc	abr-30	2025	Cuauhtémoc / Chihuahua
2	Noreste	P25-NE2	Atención al suministro de energía del Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey	abr-29	2025	Monterrey / Nuevo León
3	Oriental	P25-OR1	Atención al suministro de energía eléctrica en las zonas Villahermosa y Chontalpa	abr-24	2025	Villahermosa y Chontalpa / Tabasco
4	Noreste	P25-NE1	Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Monclova	abr-25	2025	Monclova / Coahuila
5	Noroeste	P25-NO1	Incremento en la capacidad de transformación de la zona Navojoa	abr-30	2025	Navojoa / Sonora
6	Occidental	P25-OC1	Soporte de tensión para la zona Matehuala	abr-25	2025	Matehuala / San Luis Potosí
7	Norte	P25-NT1	Incremento de transformación en la zona Juárez	abr-29	2025	Juárez / Chihuahua
8	Occidental	P25-OC3	Incremento de transformación en la zona Tepic	abr-30	2025	Tepic / Nayarit
9	Occidental	P25-OC2	Suministro de energía en la región Ciénega - Zamora	abr-30	2025	Ciénega - Zamora / Jalisco
10	Norte	P25-NT2	Incremento de transformación en la zona La Laguna	abr-31	2025	Torreón / Durango

8.4.2. Metas físicas de los proyectos identificados de ampliación de la RNT

FIGURA 8.4.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA[66]

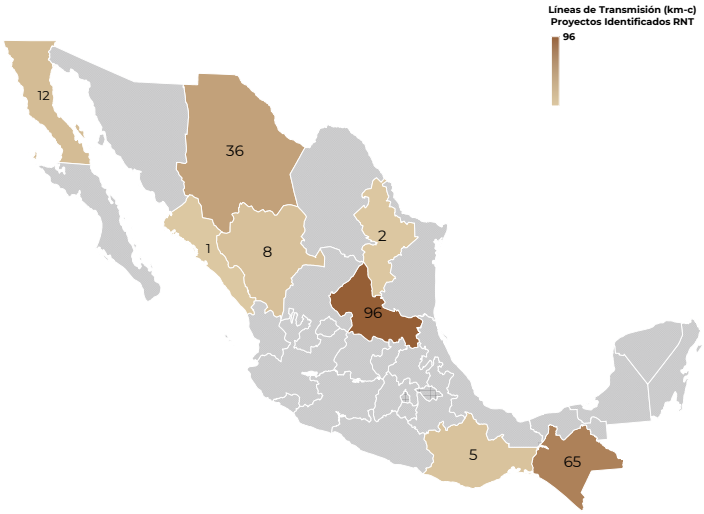
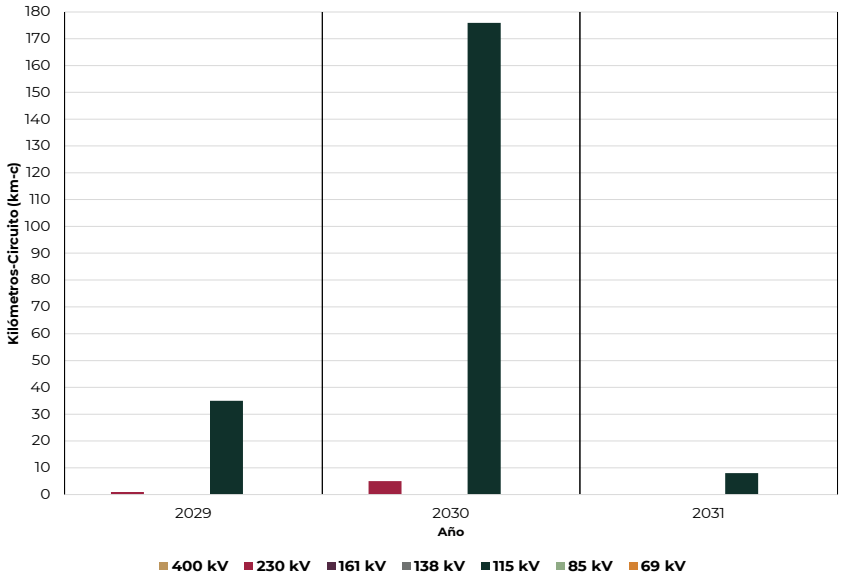


FIGURA 8.4.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



[66] Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base en la información de campo de CFE

FIGURA 8.4.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA

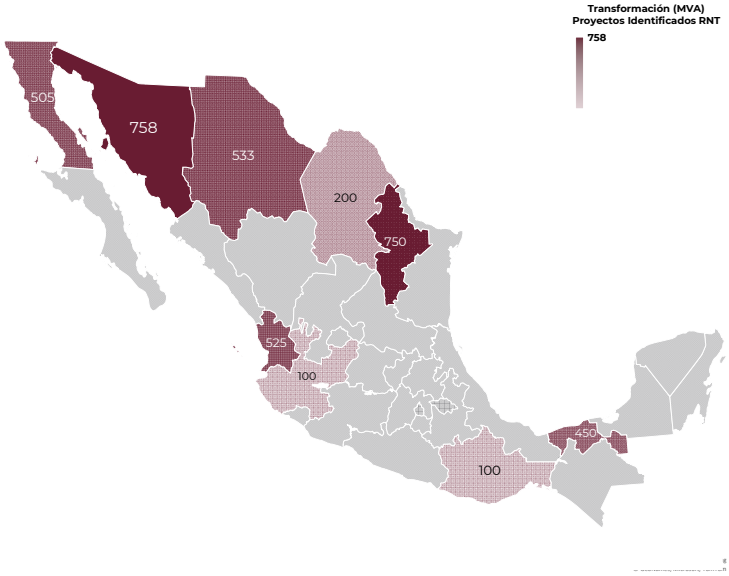


FIGURA 8.4.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

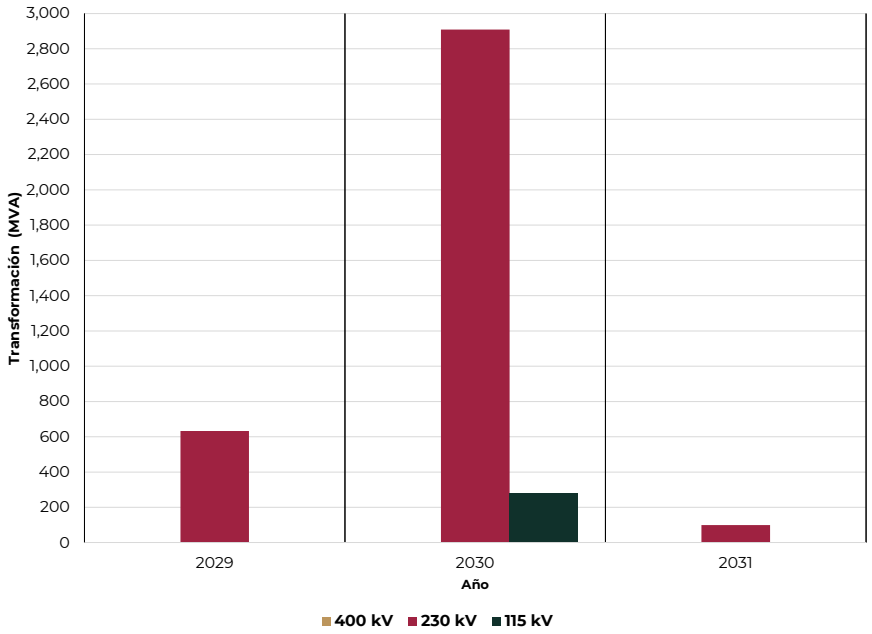


FIGURA 8.4.5. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA

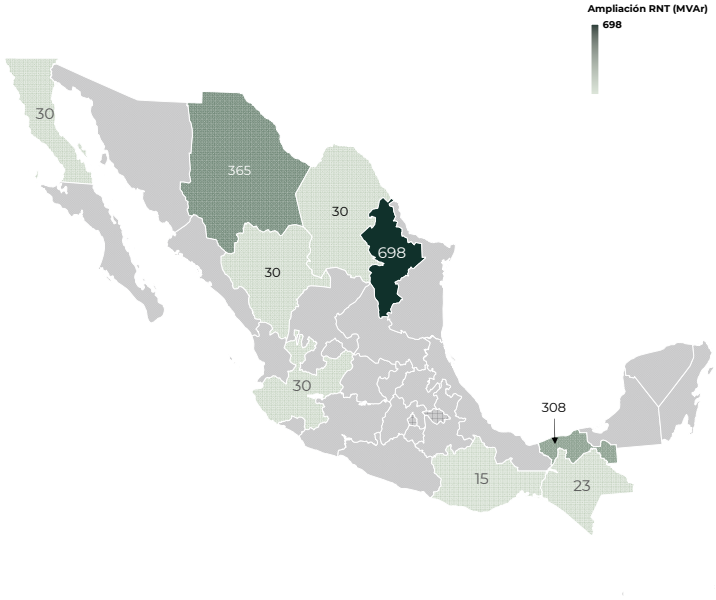
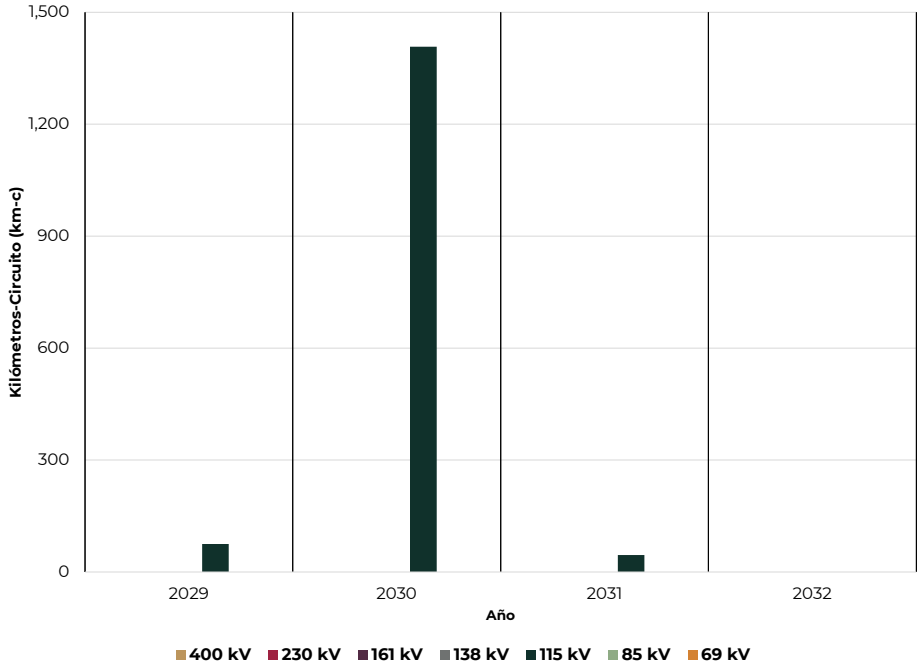


FIGURA 8.4.6. CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.4.3. Fichas de información de proyecto de la RNT[67] pertenecientes a la GCR Oriental

P25-OR1 Atención al suministro de energía eléctrica en las zonas Villahermosa y Chontalpa

Diagnóstico operativo.

La demanda de las Zonas Chontalpa y Villahermosa, en el Estado de Tabasco, es suministrada a través de seis Autotransformadores con una relación 230/115 kV instalados en las SE Comalcalco Potencia, Cárdenas Dos, Carmen, Villahermosa Norte y Kilometro Veinte, adicionalmente, se tiene un Transformador de relación 400/115 kV en la SE Malpaso, así como un Transformador de relación 400/230 kV en la SE Malpaso Dos y dos Transformadores de esa misma relación en la SE Tabasco Potencia. Otras fuentes de suministro importantes para abastecer la carga de las zonas son las CE Ángel Albino Corso (Peñitas), Abent Tercer Tren y Cogeneración Nuevo Pemex.

Derivado del crecimiento natural de la carga en la zona, se ha presentado un incremento en los niveles de carga de los Autotransformadores de relación 230/115 kV, este incremento en carga de los bancos de transformación es mayor ante alguna indisponibilidad de la CE Cogeneración Nuevo Pemex. Además, en el área de influencia la capacidad de algunas Líneas de Transmisión se encuentra limitada por bus o equipo serie lo que también reduce la capacidad del suministro de carga a las SE de la zona de influencia.

Por otro lado, para el control de tensión en las zonas Chontalpa y Villahermosa se tienen los cambiadores de derivaciones bajo carga de los Autotransformadores de relación 230/115 kV con excepción de uno de los Autotransformadores instalado en la SE Kilometro Veinte. También se puede regular tensión por medio de la aportación de potencia reactiva de las CE de la zona y en lo que respecta a capacitores en derivación, particularmente la Zona Chontalpa solo cuenta con cuatro capacitores de 19.8 MVAr en SE Comalcalco, 7.5 MVAr en SE Jalpa, 7.5 MVAr en SE Tulipán y 12.6 MVAr en SE Cárdenas I.

Por lo anterior, se tiene limitaciones para el control de tensión, además, bajo condiciones con alta carga los recursos de control de voltaje no son suficientes para mantener los niveles de tensión por arriba del valor nominal, específicamente esta condición se presenta en la zona Chontalpa por su topología.

En la Figura 8.4.3.1 se presenta el diagrama unifilar geográfico simplificado de la zona de influencia, en este se observan las SE que: son las fuentes de suministro para abastecer la carga de la zona, las que cuentan compensación de potencia reactiva fija (capacitores) y aquellas que ejercen el control de tensión mediante el cambiador de derivaciones bajo carga del Transformador.

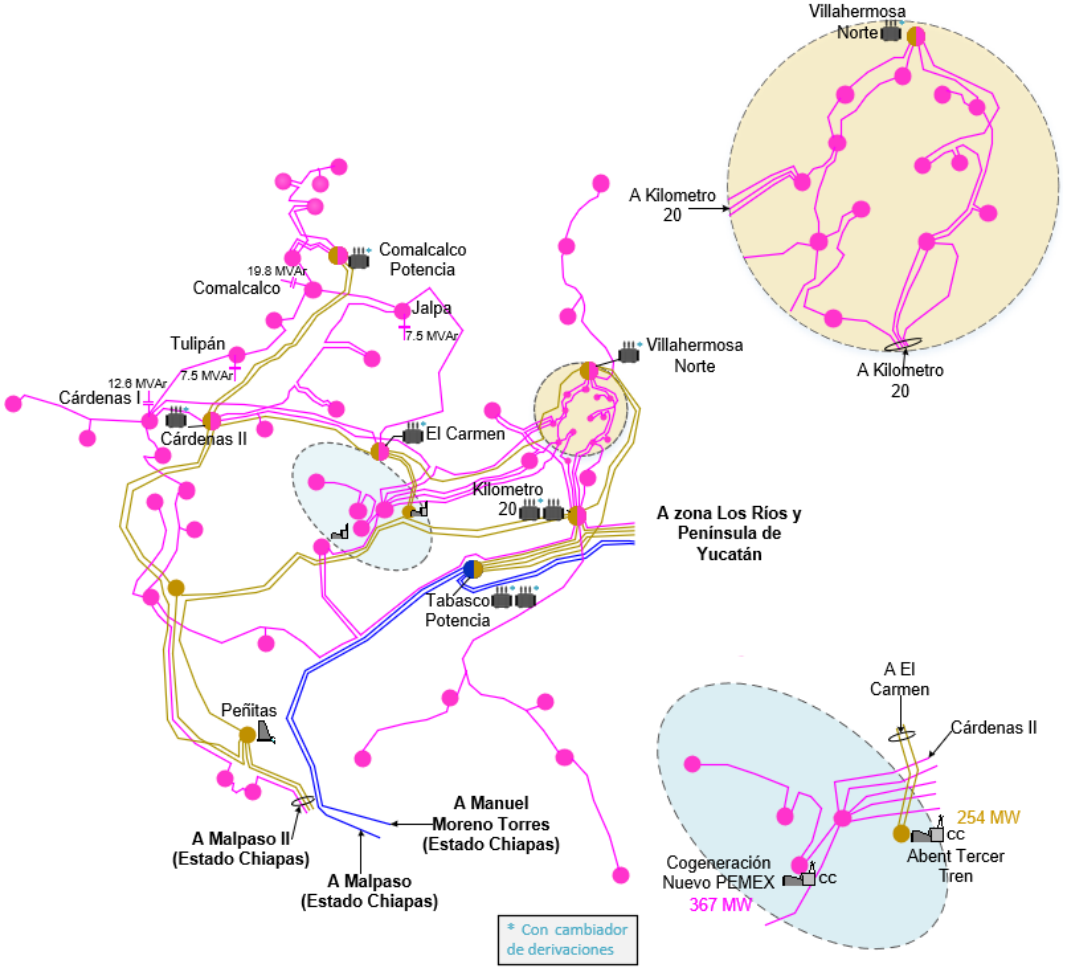
Se espera una demanda de las dos zonas en la condición de demanda máxima coincidente de Gerencia de 1,181 MW, y la demanda esperada para el 2030 será de 1,310 MW aproximadamente, De acuerdo con el PDS 2025-2035 la Tasa de Crecimiento Media Anual es de 2.07% de acuerdo con el PDS 2025-2035.

Con el crecimiento pronosticado de la demanda, se incrementará la carga en los Autotransformadores de relación 230/115 kV, particularmente aquellos donde se tiene alta concentración de carga como son

[67] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Villahermosa Norte y Comalcalco Potencia, por otro lado, también se decrementará el perfil de tensión en las SE de la zona Chontalpa que se ubican a los alrededores de la SE Comalcalco Potencia ya que se encuentran más alejadas de las fuentes de suministro.

FIGURA 8.4.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONAS CHONTALPA Y VILLAHERMOSA



De acuerdo con los registros históricos de carga en el banco de transformación de relación 230/115 kV de SE Villahermosa Norte del 2021 al 2024 se observa que en 2023 se presentó durante 3 horas su carga por arriba del 100% de su valor nominal, por otro lado, en 2024 se presentó una **condición atípica** de sobrecarga dicho equipo y fue provocada por la salida de la Línea de Transmisión Saloyá 73060 La Choca durante 1,778 horas, lo que derivó en seccionamientos de red como acción operativa para reducir la afectación de carga ante una contingencia sencilla, es decir una condición n-1-1. Desafortunadamente la Línea de Transmisión mencionada se encontró fuera de operación durante los meses de abril a junio de 2024 que coincide con la condición de mayor carga en el banco (ver Figura 8.4.3.2). A pesar de ello, se observa una tendencia de incremento de la carga del autotransformador AT1 en Villahermosa Norte y Comalcalco Potencia, esto es debido al crecimiento de demanda.

Con respecto a la condición de perfiles de tensión en la zona Chontalpa para la SE Comalcalco Potencia se ha operado con mayor frecuencia con nivel de tensión por debajo del nominal (230 kV). En Figura 8.4.3.3 se

muestran el perfil de tensión en la SE Comalcalco Potencia de 2021 a 2024, los valores de 2024 son atípicos debido a la condición de salida de la LT Sayolá 73060 La Choca.

FIGURA 8.4.3.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE 2021 A 2024 PARA EL AUTOTRANSFORMADOR AT1 DE VILLAHERMOSA NORTE (VHN) AT1

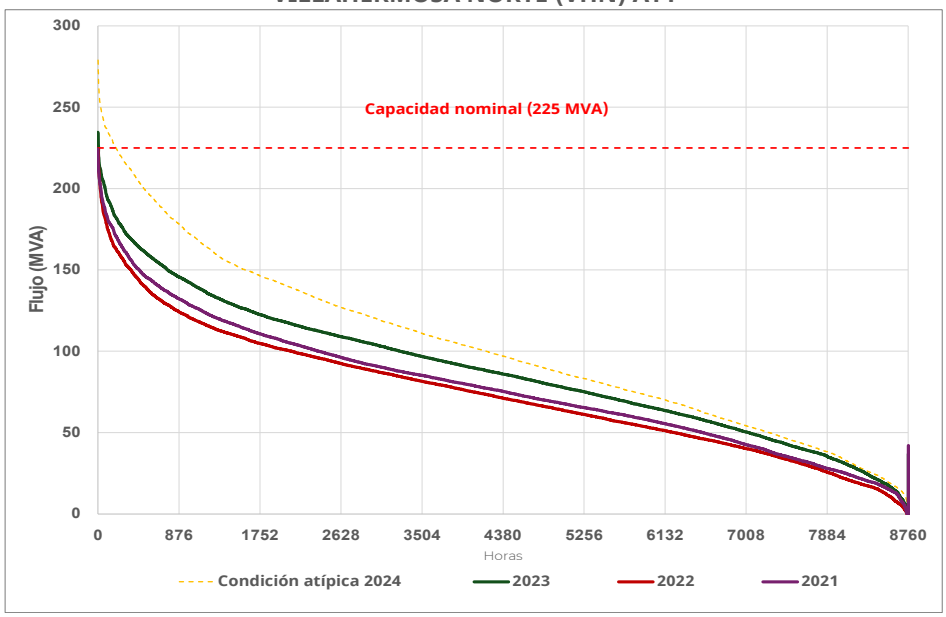
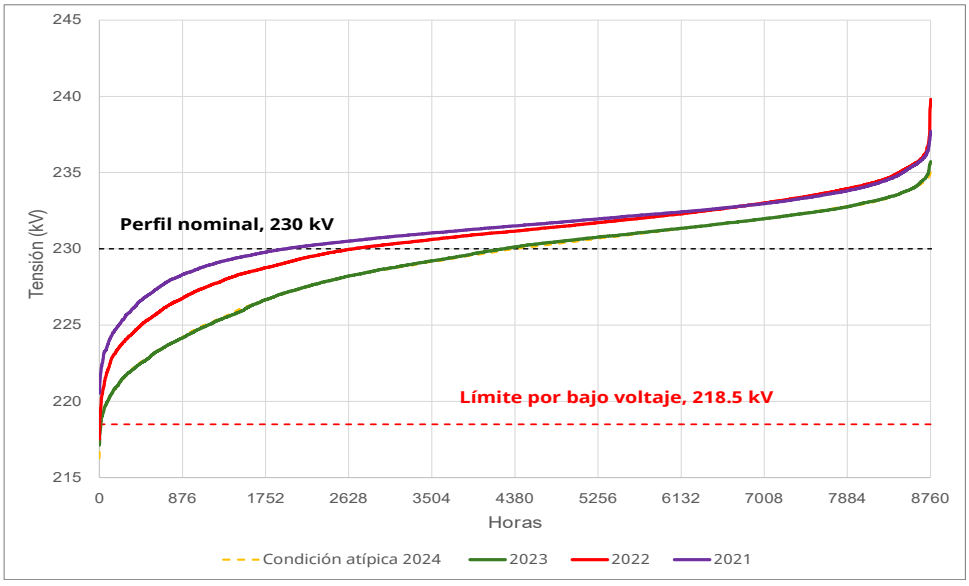


FIGURA 8.4.3.3. PERFIL DE TENSIÓN PRESENTADO DEL 2021 A 2024 EN LA SUBESTACIÓN COMALCALCO POTENCIA EN 230 KV



Cabe señalar que, se tienen instruidos proyectos por parte de la SENER a la Transportista que aportan beneficios a las zonas de estudio como es el proyecto con PEM P23-OR1 Suministro de energía en Tabasco, P22-OR2 Compensación capacitiva en la zona Villahermosa y el P22-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos, los cuales son considerados en el análisis electrotécnico.

Con base a lo anterior y la topología de red esperada en la zona de influencia, la contingencia sencilla más severa es la salida de la LT Carmen 73030 Cárdenas, de esta manera el límite para soportar el disparo de dicha LT es de 968 MW de demanda en las dos zonas. La restricción se determina por la saturación de la LT Cárdenas Dos 73620 Cárdenas con base en lo estipulado en los criterios de planeación ante condiciones N-1, establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del SEN, del Código de Red

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda en las zonas Chontalpa y Villahermosa, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1:

TRANSFORMACIÓN:

- En la SE Comalcalco Potencia, un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (sin fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV (1)
- En la SE Villahermosa Norte, un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (sin fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV (2)

COMPENSACIÓN:

- En la SE Comalcalco Potencia, un STATCOM de +/- 120 MVAr en 115 kV (3)
- Traslado de la SE Cárdenas a la SE Paraíso del banco de capacitores de 15.0 MVAr en 115 kV (4).
- En SE Cárdenas, un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV (5)
- Traslado de la SE Tulipán a la SE Chontalpa del banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV (6)
- En SE Tulipán, un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV (7)

EQUIPO EN SE:

- En la SE Cárdenas, recalibración del bus en 115 kV a un conductor 795 ACSR (8)
- En la SE Comalcalco Potencia, un alimentador en 115 kV para la conexión del STATCOM (9)
- En la SE Chontalpa, un alimentador en 115 kV para la conexión del banco de capacitores (10)
- En la SE Paraíso, un alimentador en 115 kV para la conexión del banco de capacitores (11)

Adicionalmente, en la SE Cárdenas, se requiere contemplar Modernización del Alimentador 115 kV para la conexión del nuevo banco de capacitores de 22.5 MVAr. Y en la SE Tulipán, se requiere contemplar Modernización del Alimentador 115 kV para la conexión del nuevo banco de capacitores de 22.5 MVAr.

Alternativa 2:

TRANSFORMACIÓN:

- En la SE Comalcalco Potencia, un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (sin fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV (1)

- En la SE Villahermosa Norte, un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (sin fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV (2)

COMPENSACIÓN:

- En la SE Comalcalco Potencia, un STATCOM de +/- 120 MVAr en 115 kV (3)
- En la SE Tulipán, un STATCOM de +/- 50 MVAr en 115 kV (4)

EQUIPO EN SE:

- En la SE Cárdenas, recalibración del bus en 115 kV a un conductor 795 ACSR (5)
- En la SE Comalcalco Potencia, un alimentador en 115 kV para la conexión del STATCOM (6)
- En la SE Tulipán, un alimentador en 115 kV para la conexión del STATCOM (7)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.3.4 y 8.4.3.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 932.894 millones de pesos de 2025 (54.555 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.1 al 8.4.3.3 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 8.4.3.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

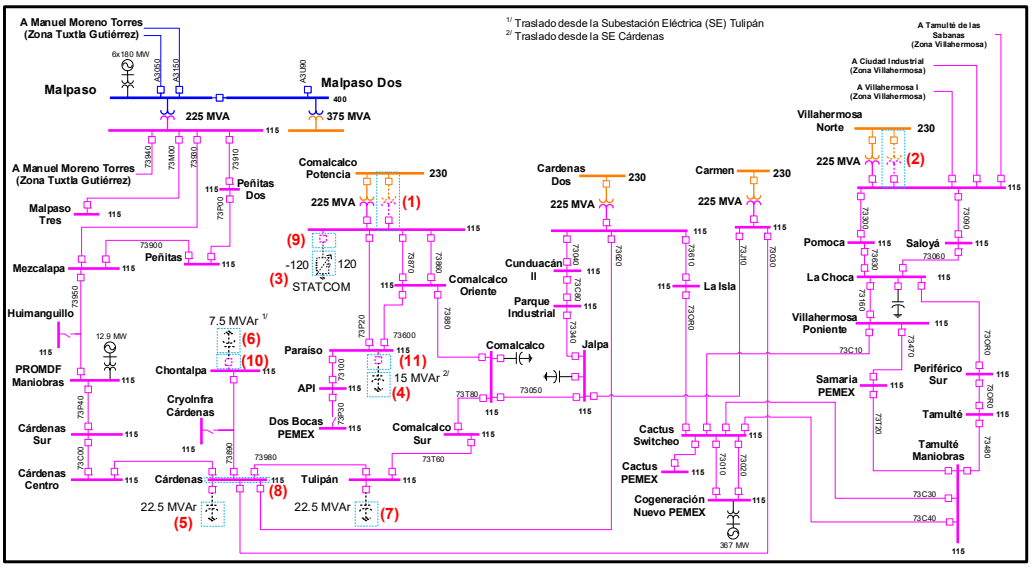
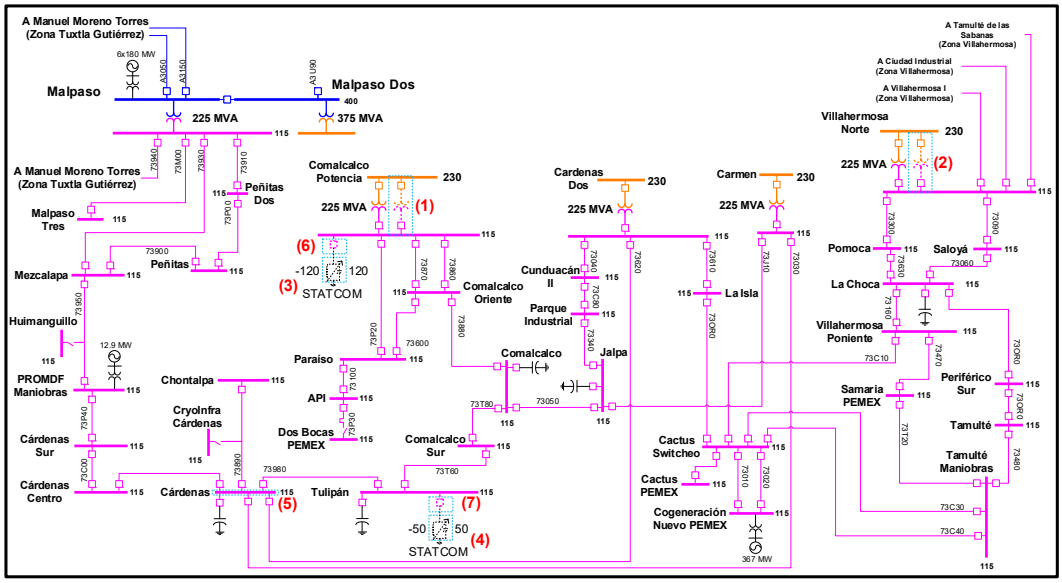


FIGURA 8.4.3.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 8.4.3.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Comalcalco Potencia	3	AT	75.0	230/115	abr-24	abr-30
Villahermosa Norte	3	AT	75.0	230/115	abr-24	abr-30
Total			**450.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.3.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Comalcalco Potencia	STATCOM	115	240	abr-24	abr-30
Paraíso 1/	Capacitor	115	15	abr-24	abr-30
Cárdenas	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-30
Chontalpa 2/	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-30
Tulipán	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-30
Total			**300.0**		

1/Traslado, banco de capacitor existe en SE Cárdenas

1/Traslado, banco de capacitor existe en SE Tulipán

CUADRO 8.4.3.3. OBRAS DE EQUIPO EN SE DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chontalpa	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-30
Paraíso	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-30
Cárdenas	Alimentador modernización	1	115	abr-24	abr-30
Tulipán	Alimentador modernización	1	115	abr-24	abr-30
Comalcalco Potencia	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-30
Sustitución de bus en Cárdenas a un calibre 795 ACSR.	Sustitución de Bus	1	115	abr-24	abr-30
Total		4			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 1,092.494 millones de pesos de 2025 (63.88 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.4 al 8.4.3.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.3.4. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Comalcalco Potencia	3	AT	75.0	230/115	abr-24	abr-30
Villahermosa Norte	3	AT	75.0	230/115	abr-24	abr-30
Total			**450**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.3.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Comalcalco Potencia	STATCOM	115	240	abr-24	abr-30
Tulipán	STATCOM	115	100	abr-24	abr-30
Total			**340**		

CUADRO 8.4.3.6. OBRAS DE EQUIPO EN SE DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Comalcalco Potencia	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-30
Tulipán	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-30
Sustitución de bus en Cárdenas a un calibre 795 ACSR.	Sustitución de Bus	1	115	abr-24	abr-30
Total		3			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.3.7 y 8.4.3.8 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 8.4.3.9 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.3.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
157.13	475.32	7716.22	4526.51	858.49	3189.71	3.72

CUADRO 8.4.3.8. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
140.59	477.51	7517.38	4422.95	1005.37	3094.43	3.08

CUADRO 8.4.3.9. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I^2R	**Mayor**	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**932.894**	1,092.494

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

P25-OR2 Incremento de capacidad de suministro hacia la zona San Cristóbal.

Diagnóstico operativo.

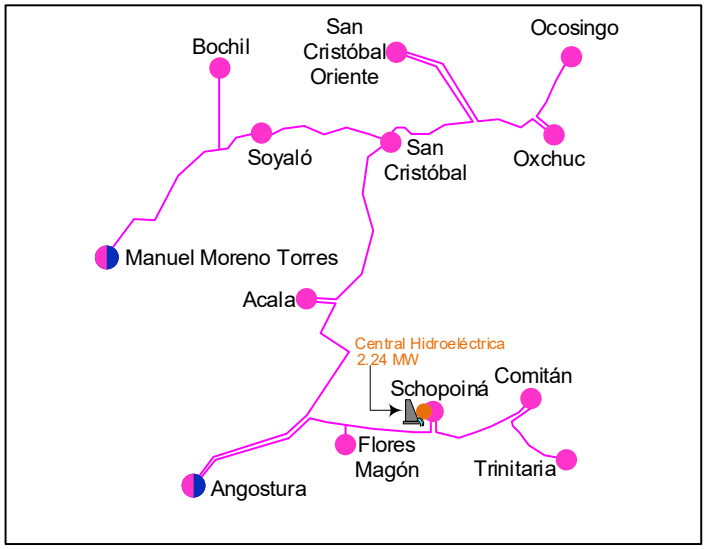
La demanda de la Zona San Cristóbal, en el estado de Chiapas, es suministrada a través de 11 SE. Cuatro de ellas se encuentran de forma radial desde la SE Angostura, donde la SE Trinitaria es la más alejada con una distancia de 97 km, las siete restantes se alimentan a través de un enlace entre las SE Angostura y Manuel Moreno Torres, donde la SE Ocosingo es la más alejada a 143 km de distancia de la SE Angostura.

Actualmente el control de voltaje se realiza desde el cambiador de derivaciones del Transformador Angostura T6 o del Transformador Manuel Moreno Torres T9, así como de compensación de potencia reactiva en derivación, con la conexión de dos capacitores de 15 MVAr instalados en la SE San Cristóbal Oriente y la SE Comitán respectivamente y uno con capacidad de 7.5 MVAr instalado en la SE Ocosingo. Adicionalmente se tiene a la CHI Schpoiná, no obstante, su capacidad instalada es de 2.24 MW y se encuentra interconectada en el nivel de tensión de 13.8 kV, con una aportación de máxima de potencia reactiva de 0.74 MVAr.

Dadas las condiciones antes citadas, las cuales conllevan a un control de voltaje limitado para esta zona y aunado al crecimiento natural de la demanda, se observa la necesidad de incrementar la compensación de potencia reactiva y/o de contar con red adicional hacia las fuentes de suministro.

En la Figura 8.4.3.6 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las SE con recursos para el control de voltaje.

FIGURA 8.4.3.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



De acuerdo con registros históricos, al cierre del año 2024, la demanda máxima coincidente en la zona de influencia alcanzó 217 MWh/h. De acuerdo con el PDS 2025-2035, se pronostica una demanda de 231 MWh/h y se tiene una Tasa de Crecimiento Media Anual del 2.1%.

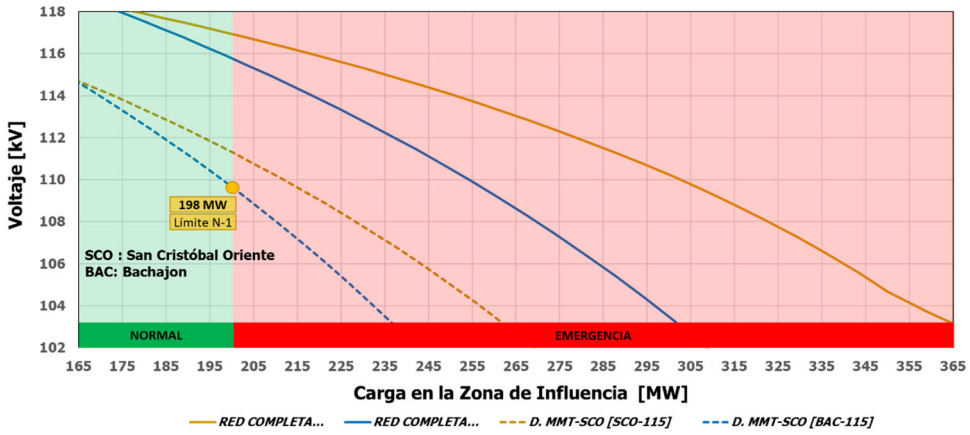
Con el crecimiento esperado de la demanda, se tienen contempladas en la zona tres SE nuevas (San Martín, Bachajon y Comitán Oriente) entre 2025 y 2030. Adicionalmente, es relevante indicar que para resolver la problemática de suministro en la zona se tiene el proyecto instruido P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en

la zona San Cristóbal, cuyas metas físicas consideran la construcción de una Línea de Transmisión de la SE Manuel Moreno Torres a la SE San Cristóbal Oriente en 115 kV (torre de doble circuito con el tendido del primero).

Con base a lo anterior y la topología de Red Eléctrica esperada en la zona de influencia, ante la salida de la nueva LT Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente de 115 kV (proyecto P20-OR3) se esperan voltajes menores a lo establecido en CdR en las SE San Cristóbal Oriente, Oxchuc, Ocosingo y Bachajón.

De esta manera, la contingencia sencilla más severa será la salida de la LT Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente de 115 kV, el límite para soportar el disparo de dicha Línea de Transmisión es de 198 MW. En la Figura 8.4.3.7, se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1.

FIGURA 8.4.3.7. CURVA CARACTERISTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE MANUEL MORENO TORRES – SAN CRISTÓBAL ORIENTE (SIN PROYECTO)



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda en la zona San Cristóbal, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1:

TRANSMISIÓN:

- Tendido del segundo circuito de la LT Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente con una longitud estimada de 65 km, un conductor por fase, calibre 795 kcmil, tipo ACSR en 115 kV (1)

COMPENSACIÓN:

- Un capacitor de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Oxchuc (2)
- Un capacitor de 15 MVAr en 115 kV en la SE Trinitaria (3)

EQUIPO EN SE:

- Un alimentador de línea en 115 kV para la SE Manuel Moreno Torres (4).
- Un alimentador de línea en 115 kV para la SE San Cristóbal Oriente (5).

- Un alimentador en 115 kV en la SE Oxchuc para el capacitor (6).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Trinitaria para el capacitor (7).

Alternativa 2:

COMPENSACIÓN:

- Un capacitor con tres bloques discretos, uno de 15 MVAr y dos de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE San Cristóbal Oriente (1)
- Un capacitor de 15 MVAr en 115 kV en la SE Trinitaria (2)
- Traslado del banco de capacitores de 15 MVAr en 115 kV de la SE San Cristóbal Oriente a la SE Ocosingo (3)
- Traslado del banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV de la SE Ocosingo a la SE Soyaló (4)

EQUIPO EN SE:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Trinitaria para la conexión del capacitor (5)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Soyaló para la conexión del capacitor (6)

Para el nuevo capacitor en la SE San Cristóbal Oriente, se utilizará el alimentador existente en 115 kV del capacitor SCO-C1 y para el nuevo capacitor de la SE Ocosingo se utilizará el alimentador existente en 115 kV del capacitor OCO-C1.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.3.8 y 8.4.3.9 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 185.774 millones de pesos de 2024 (10.676 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.11 al 8.4.3.13 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.3.11. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Necesaria
Manuel Moreno Torre - San Cristóbal Oriente	115	1	65	abr-29	abr-30
Total			**65**		

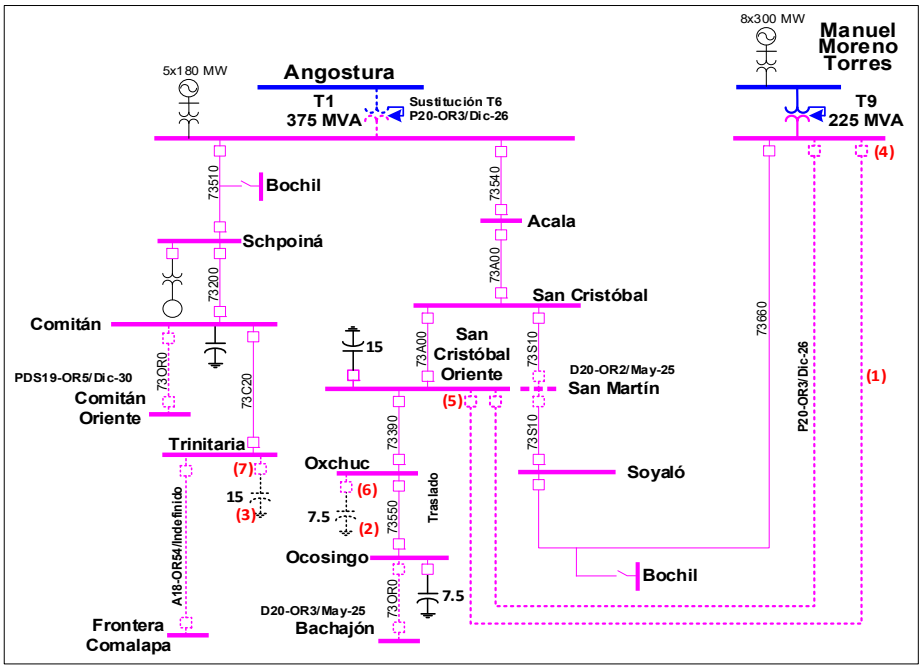
CUADRO 8.4.3.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Oxchuc	Capacitor	115	7.5	abr-29	abr-30
Trinitaria	Capacitor	115	15	abr-29	abr-30
Total			**22.5**		

CUADRO 8.4.3.13. OBRAS DE EQUIPO EN SE DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Manuel Moreno Torres	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
San Cristóbal Oriente	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
Oxchuc	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
Trinitaria	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
Total		4			

FIGURA 8.4.3.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1



La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 187.575 millones de pesos de 2024 (10.780 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.14 y 8.4.3.15 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.3.14. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

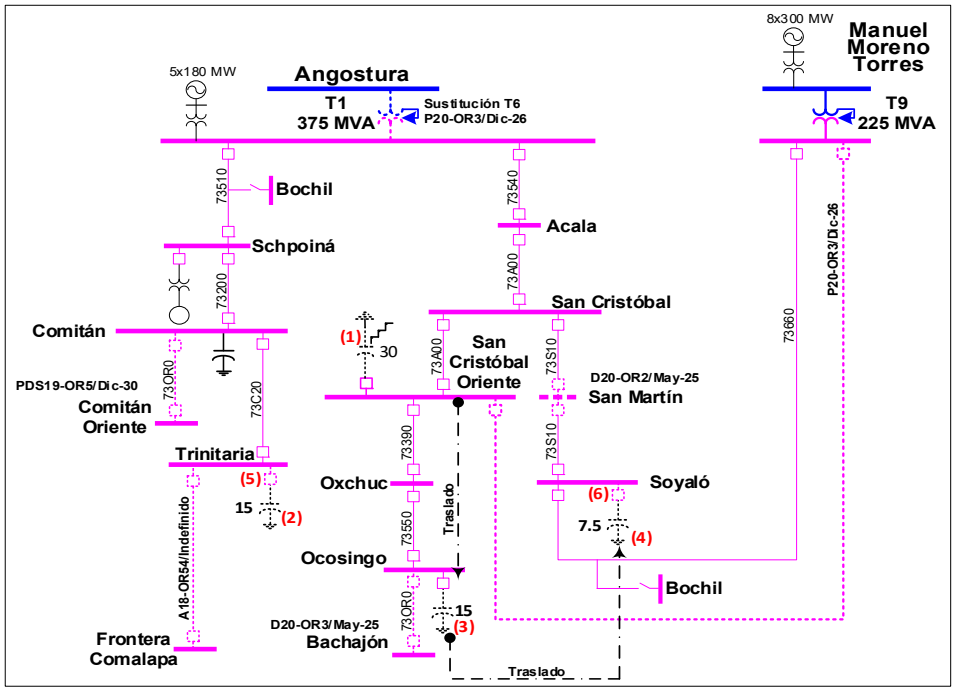
Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Cristóbal Oriente	Capacitor 2/	115	30	abr-29	abr-30
Trinitaria	Capacitor	115	7.5	abr-29	abr-30
Ocosingo	Capacitor 3/	115	15	abr-29	abr-30
Soyaló	Capacitor 4/	115	7.5	abr-29	abr-30
Total			**60**		

2/ Capacitor con tres etapas discretas, una de 15 MVAr y dos de 7.5 MVAr.
3/ Traslado del actual capacitor de la SE San Cristóbal Oriente a la SE Ocosingo
4/ Traslado del actual capacitor de la SE Ocosingo a la SE Soyaló

CUADRO 8.4.3.15. OBRAS DE EQUIPO EN SE DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Trinitaria	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
Soyaló	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-30
Total		2			

FIGURA 8.4.3.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.3.16 y 8.4.3.17 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 8.4.3.18 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.3.16 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
101.63	76.26	750.28	374.36	170.96	375.93	2.20

CUADRO 8.4.3.17. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
11.29	63.46	891.12	557.90	172.62	363.22	2.10

CUADRO 8.4.3.18. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	**Mayor**	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**185.774**	187.575

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

Es relevante indicar que este proyecto en su Alternativa 1 depende de la construcción previa del proyecto P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal, el cual actualmente se encuentra en proceso de decisión (de acuerdo con información de la Transportista), para lo cual, CENACE ha realizado su actualización de Ficha de Información de Proyecto completa con su evaluación económica y su terminación será antes del 2029. De hecho, este nuevo proyecto puede considerarse como un complemento al P20-OR3 para atender el suministro en la zona San Cristóbal.

P24-OR2 Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec

Diagnóstico operativo.

La zona de carga Tehuantepec está ubicada al suroriente del estado de Oaxaca al suroriente del estado de Oaxaca. en la región conocida como el Istmo de Tehuantepec, dentro de las principales actividades económicas destacan la agricultura, comercio, industria (se encuentra la Refinería Antonio Dovalí Jaime), actividades portuarias y de transporte. Esta zona ha alcanzado una demanda máxima horaria integrada de 187 MWh/h al cierre del año 2024.

El suministro de energía a la zona de carga Tehuantepec, es realizado principalmente a través de los autotransformadores Juchitán II AT1 y AT2, cada uno con capacidad de 100 MVA, relación 230/115 kV, cuya fecha de entrada en operación data de 1986 y 2002 respectivamente.

Por otro lado, la zona de carga Tehuantepec cuenta con un gran potencial de Energía Limpia, lo cual propició la instalación de CE EO (interconectándose a la SE Juchitán II), a partir de 2007 con una capacidad instalada de 82 MW hasta alcanzar en 2018 un total de 873 MW. Dichos parques fueron interconectados en ambos niveles de tensión 230 kV (capacidad instalada total de 691 MW) y 115 kV (capacidad instalada total de 182 MW).

La naturaleza de la generación con este tipo de tecnología EO propicia la variabilidad del flujo de potencia que pasa por los autotransformadores AT1 y AT2 de la SE Juchitán II, es decir, la potencia generada en el nivel de tensión de 230 kV incrementa la carga en ambos bancos, mientras que la potencia generada en el nivel de tensión de 115 kV reduce la carga en dichos bancos. Es decir, su comportamiento de posibles sobrecargas por los bancos de transformación es debida en mayor medida a la variabilidad e intermitencia de la generación local de tipo EO instalada en la zona, y en menor medida por la demanda de la zona Tehuantepec.

En la Figura 8.4.3.10 se presenta el diagrama unifilar geográfico simplificado de la zona de influencia, donde se observan las SE cuyo suministro de energía eléctrica depende de la Confiabilidad de los autotransformadores Juchitán AT1 y AT2, también se muestran las CE EO de la región que impactan en la saturación de dichos bancos.

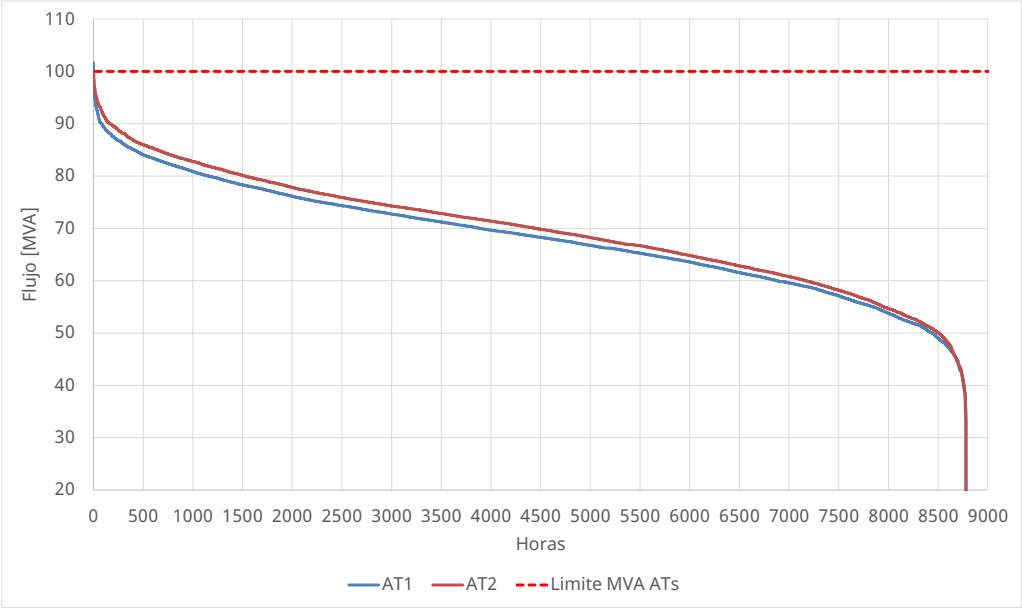
El incremento en la carga de los AT antes citados reduce la posibilidad de soportar la eventual salida de alguno de ellos, sin que el AT paralelo opere a más del 120% de su capacidad nominal, actualmente se tienen implementados EAR de DAG para la condición de sobrecarga de los Autotransformadores que consisten en la reducción de generación de energía eléctrica en las CE en el nivel de tensión de 230 kV, sin embargo, no se compromete el suministro de la demanda.

FIGURA 8.4.3.10 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



En la Figura 8.4.3.11, se puede observar que los bancos operan gran parte del año por arriba del 70% de su capacidad (límite para soportar la salida de uno de los AT y el otro no rebase el 120% de su capacidad nominal).

FIGURA 8.4.3.11. CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES JUCHITÁN II AT1 Y AT2 DURANTE EL 2024.



Por otro lado, en el Cuadro 8.4.3.19 se muestran las horas de indisponibilidad de los bancos en Juchitán II por mantenimiento no programado y fallas.

CUADRO 8.4.3.19. REGISTRO DE INDISPONIBILIDAD DEL AT1 Y AT2 DE JUCHITAN II EN HORAS

Autotransformador	2021	2022	2023
AT1	14.1	3.82	4.62
AT2	5.15	6.34	10.38

No obstante, la combinación del incremento natural de la demanda en la zona y la variabilidad de generación producida por los Parques EO en los niveles de tensión de 115 y 230 kV ha ocasionado en ciertas condiciones la saturación de los autotransformadores Juchitán II AT1 y AT2, de acuerdo con registros históricos en 2023 se presentaron 5 horas (Flujo de potencia máximo de 102.97 MVA) y en 2024 se presentó una hora (Flujo de potencia máximo de 100.15 MVA) de carga por arriba de la capacidad nominal (100 MVA).

Por otro lado, se esperaría que se pudiera presentar la saturación gradual de los transformadores conforme incrementa la demanda, lo que reduciría la posibilidad para soportar la eventual salida de alguno de los bancos, sin que el banco paralelo opere a más del 120 % de su capacidad nominal, esta última condición también impacta en las posibilidades para la salida a mantenimiento.

El PDS 2025 ya se contemplan las demandas esperadas en los próximos años tales como desarrollos de los Polos de Desarrollo para el Bienestar, dentro de los cuales se instalarán algunos en la zona de carga de Tehuantepec, lo cual conlleva a que pueda presentarse un incremento de las expectativas actuales de crecimiento de la demanda, esto se determinará conforme se avance en el desarrollo de estos proyectos y será reflejado en el pronóstico de los próximos ejercicios de planeación.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la confiabilidad del suministro eléctrico en la zona Tehuantepec, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1:

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación en la SE Juchitán II de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33.3 MVA cada una, para formar un autotransformador de 100 MVA de capacidad (sin fase de reserva) y relación 230/115 kV. (1)

TRANSMISIÓN:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 2.5 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR, aislada en 230 kV y operando en 115 kV de la SE Tecnológico al entronque con la LT Juchitán II 73740 Conejos. (2)

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Transístmica. (3)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Tapanatepec. (4)

EQUIPO EN SE:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE La Tecnológico para la conexión de la Línea de Transmisión. (5)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Transístmica para la conexión del banco de capacitores. (6)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tapanatepec para la conexión del banco de capacitores. (7)

En la figura 8.4.3.12 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa 1 planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Alternativa 2

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación en una nueva SE San Vicente Goola de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33.3 MVA cada una, para formar un autotransformador de 100 MVA de capacidad (con fase de reserva) y relación 230/115 kV. (1)

TRANSMISIÓN:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 13 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR, en 230 kV de la SE Juchitán II a la SE San Vicente Goola. (2)
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, en 115 kV de la SE San Vicente Goola al entronque con la LT Juchitán 73720 Transístmica. (3)
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE San Vicente Goola al entronque con la LT Juchitán II 73760 Tecnológico. (4)

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Tapanatepec. (5)

EQUIPO EN SE:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Juchitán II para la conexión de la LT Juchitán II – San Vicente Goola. (6)
- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE San Vicente Goola para la conexión de la LT Juchitán II – San Vicente Goola. (7)
- Un alimentador en 230 kV en la nueva SE San Vicente Goola para el amarre de barras de 230 kV (8)
- Cuatro alimentadores en 115 kV en la nueva SE San Vicente Goola para la conexión de las LT, hacia la SE Juchitán, la SE Transístmica, la SE Juchitán II y a la SE Tecnológico (9)
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE San Vicente Goola para el amarre de barras de 115 kV (10)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tapanatepec para la conexión del capacitor (11)

En la figura 8.4.3.13 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa 2 planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2030.

FIGURA 8.4.3.12. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

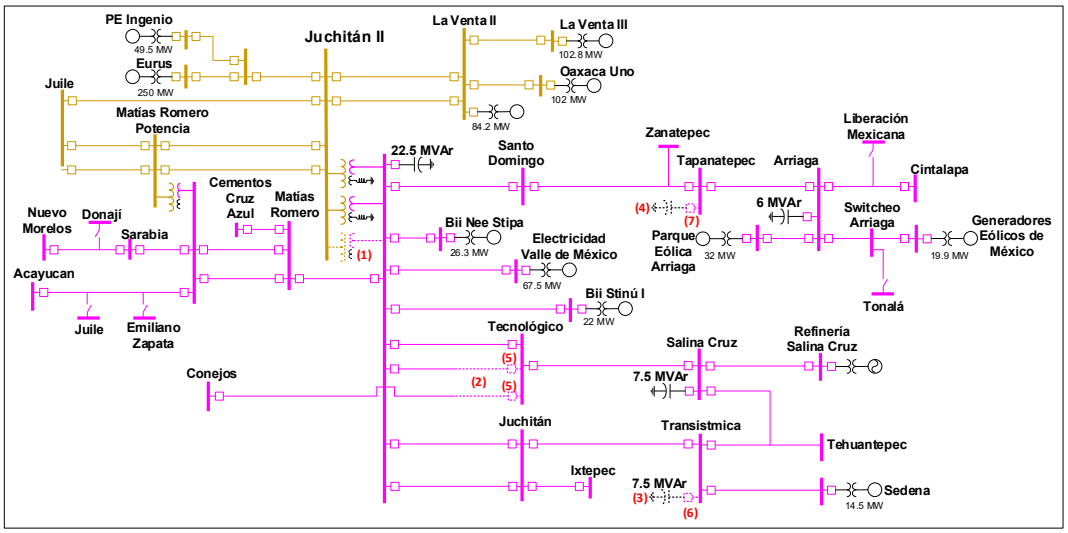
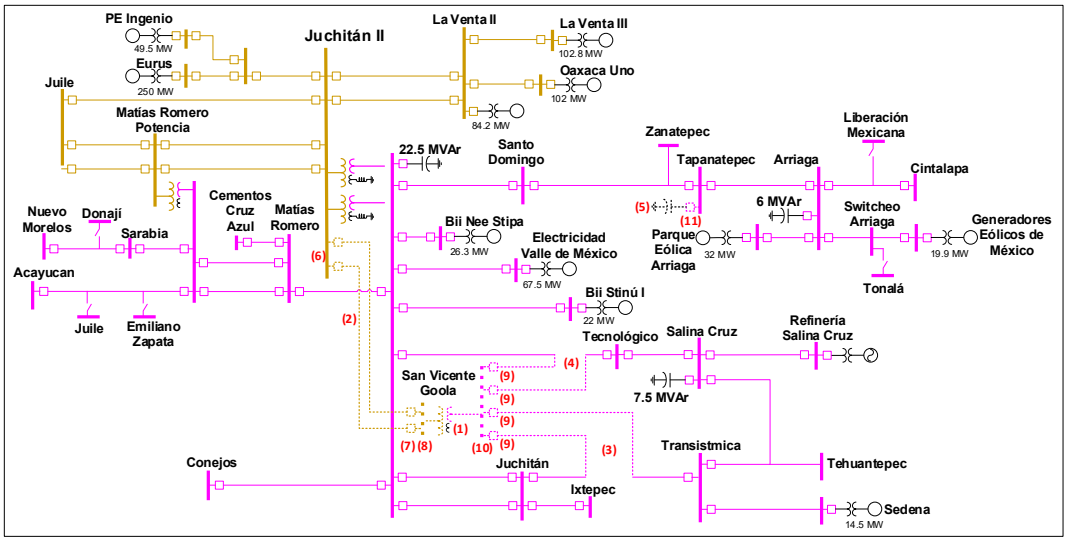


FIGURA 8.4.3.13. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 305.882 millones de pesos de 2024 (17.887 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.20 al 8.4.3.23 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.3.20. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juchitán II	3	AT	33.33	230/115	dic-30	dic-30
Total			**100.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.3.21. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecnológico entronque Juchitán II – Conejos (73740)	230 kV (Operación en 115 kV)	2	5.0	dic-30	dic-30
Total			**5.0**		

CUADRO 8.4.3.22. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Transístmica	Capacitor	115	7.5	dic-30	dic-30
Tapanatepec	Capacitor	115	7.5	dic-30	dic-30
Total			**15**		

CUADRO 8.4.3.23. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecnológico	Alimentador ampliación	2	115	dic-30	dic-30
Transístmica	Alimentador ampliación	1	115	dic-30	dic-30
Tapanatepec	Alimentador ampliación	1	115	dic-30	dic-30
Total		**4**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 716.817 millones de pesos de 2024 (41.919 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.3.24 y 8.4.3.27 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.3.24. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Vicente Goola	4	AT	33.33	230/115	jul-24	abr-30
Total			**133.3**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.3.25. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juchitán II – San Vicente Goola	230 kV	2	26.0	jul-24	abr-30
San Vicente Goola entronque Juchitán – Transístmica (73720)	115 kV	2	0.4	jul-24	abr-30
San Vicente Goola entronque Juchitán II – Tecnológico (73760)	115 kV	2	0.4	jul-24	abr-30
Total			**26.8**		

CUADRO 8.4.3.26. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tapanatepec	Capacitor	115	7.5	jul-24	abr-30
Total			**7.5**		

CUADRO 8.4.3.27. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Vicente Goola	Alimentador nuevo	3	230	jul-24	abr-30
Juchitán II	Alimentador nuevo	2	230	jul-24	abr-30
San Vicente Goola	Alimentador nuevo	5	115	jul-24	abr-30
Tapanatepec	Alimentador ampliación	1	115	jul-24	abr-30
Total		**11**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.3.28 y 8.4.3.29 se presentan los resultados de evaluación económica con la metodología de modelos de producción para las dos alternativas analizadas. En Cuadro 8.4.3.30 se muestra la tabla resumen de características de confiabilidad de las dos alternativas.

CUADRO 8.4.3.28 EVALUACIÓN ECONÓMICA POR MODELO DE PRODUCCIÓN PARA ALTERNATIVA 1

Miles de USA $ en VP2028

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	1.9	33.9	0.0	35.9	16.0	19.9	2.24

CUADRO 8.4.3.29 EVALUACIÓN ECONÓMICA POR MODELO DE PRODUCCIÓN PARA ALTERNATIVA 2

Miles de USA $ en VP2028

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	0.3	16.7	0.0	17.0	37.5	-20.5	0.45

Se elaboró la evaluación económica de la Alternativa 2 resultando los indicadores menores a la Alternativa 1, por lo que se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la zona Tehuantepec.

CUADRO 8.4.3.30. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**305.882**	716.817
Beneficio/Costo	**2.24**	0.45

Finalmente es relevante comentar que el proyecto en mayor medida ha obtenido beneficios por costos de producción y pocos por energía no suministrada considerando que no se requieren cortes de carga ante contingencia de un banco de transformación y dependerá de las siguientes variables para la robustez de su justificación y priorización sobre los proyectos instruidos como son:

- La reciente inclusión del Plan de fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030 en donde se consideran proyectos de generación de energía eléctrica, así como la existencia de proyectos en proceso de estudio en SIASIC en la zona Tehuantepec y cercanas que impacten en el comportamiento de la carga de los equipos de transformación.
- Están contemplados crecimientos de demanda en PDS 2025 de los Polos de Desarrollo del Bienestar (PODEBIS) de la zona del Istmo de Tehuantepec y se requiere llevar el seguimiento de crecimientos adicionales por PODEBIS u otros.

8.4.4. Fichas de información de proyecto de la RNT[68] pertenecientes a la GCR Occidental

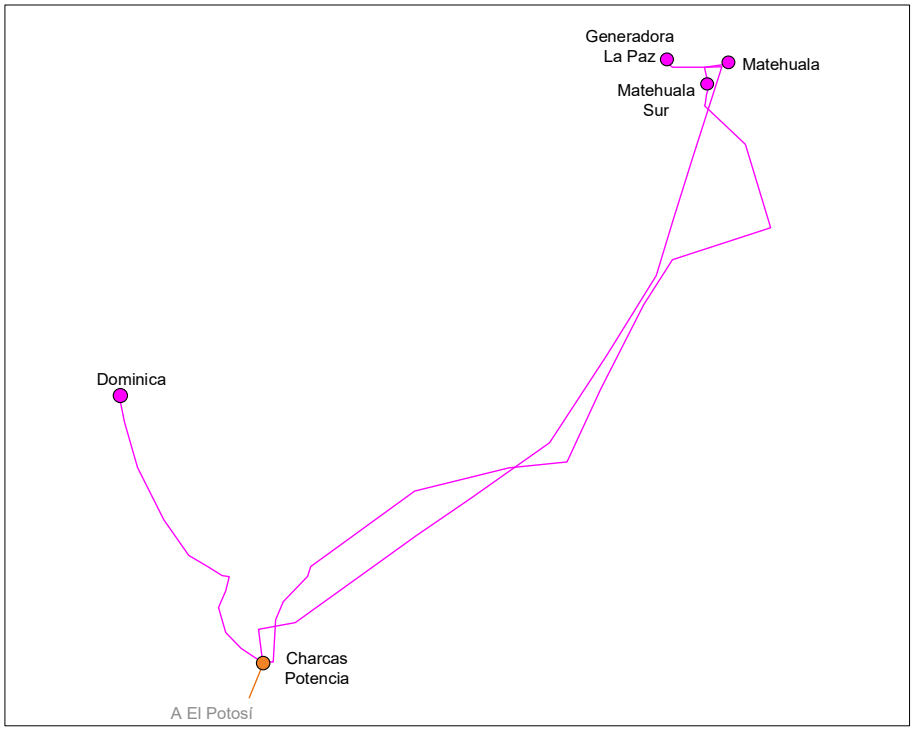
P25-OC1 Soporte de tensión para la zona Matehuala.

Diagnóstico operativo.

En el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC), hacia el norte del país se encuentra la zona Matehuala en el Estado de San Luis Potosí, y comprende los municipios de Charcas y Matehuala. Siendo el municipio de Matehuala alimentado por la SE Charcas Potencia, que se encuentra a aproximadamente 80 km de distancia de la SE Charcas Potencia. La SE Charcas Potencia cuenta con transformación 230/115 kV y recibe una cantidad importante de energía desde la CE Dominica (central de tecnología EO).

En la Figura 8.4.4.1 se muestra de manera geográfica las principales subestaciones de la Red Eléctrica de la zona.

FIGURA 8.4.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELÉCTRICA DE LA ZONA MATEHUALA.



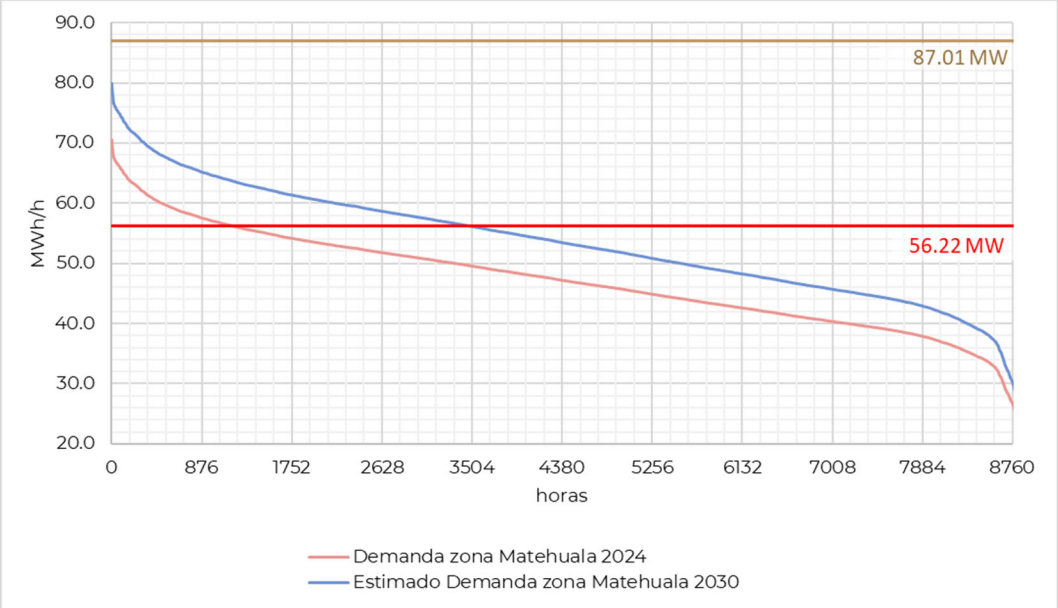
La zona Matehuala se encuentra conectada de forma radial a la SE Charcas Potencia mediante dos Líneas de Transmisión (LT) en 115 kV de gran longitud que son: LT Charcas Potencia – Matehuala (73720) y LT Charcas Potencia – Matehuala Sur (73640), por su característica radial y longitudinal, la zona Matehuala actualmente experimenta problemas de tensión y sobrecarga en su capacidad de las Líneas de Trasmisión suministradoras, ante contingencia de alguna de cualquiera de las Líneas de Transmisión que suministran la zona, además, se espera que para el año 2030, la problemática de baja tensión permanente se presente incluso para condiciones

[68] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

de Red Eléctrica completa, con la posibilidad de presentarse violaciones conforme lo establece el Código de Red, si no se toman acciones correctivas, que, a su vez, ponen en riesgo la Confiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico para la zona. Las principales Subestaciones Eléctricas que atienden la demanda de energía eléctrica en la zona Matehuala son: Generadora la Paz, Matehuala, y Matehuala Sur.

Por la creciente demanda de energía eléctrica de la zona Matehuala, en el año 2024, durante aproximadamente el 13.4% del tiempo, se tuvo el riesgo de que ante contingencia de la LT Charcas Potencia – Matehuala Sur (73640), se presentara un colapso de tensión de la zona, implicando afectación del suministro eléctrico y poniendo en riesgo la integridad de equipos. Esta condición se vuelve más severa para el año 2030, en el cual, el tiempo del año con riesgo de colapso ante contingencia asciende a un 39.6%, como se puede notar en la curva de duración de carga de la Figura 8.4.4.2.

FIGURA 8.4.4.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA PARA LA DEMANDA DE ZONA MATEHUALA.



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales ante la salida de operación de la LT Charcas –Matehuala Sur (73640) o de la LT Charcas – Matehuala (73720), se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Matehuala, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión, con trayectoria Charcas Potencia – 73OC0 – Matehuala, mediante tendido del segundo circuito en estructuras existentes de la LT SE Charcas Potencia-73640-Matehuala Sur y la LT Matehuala Sur-73600-Matehuala, con una longitud estimada de 96 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en aislado y operado en 115 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Construcción de un alimentador en 115 kV, en las SE Charcas Potencia, para la conexión de la nueva LT Charcas Potencia- 73OC0 - Matehuala.
- Construcción de un alimentador en 115 kV, en las SE Matehuala, para la conexión de la nueva LT Charcas Potencia - 73OC0- Matehuala.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión, tendido del segundo circuito, sobre las estructuras existentes de la LT SE Charcas Potencia-73640-Matehuala sur, con una longitud estimada de 91.3 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, aislado y operado en 115 kV.
- Línea de Transmisión, tendido del segundo circuito en las estructuras existentes de la LT Matehuala Sur-73600 - Matehuala, hasta a la LT Matehuala-73960-Generadora La Paz, con una longitud estimada de 2.2 km de un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR operada y aislada en 115 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Construcción de alimentador en 115 kV en las SE Charcas Potencia, para la conexión de la LT Charcas Potencia-73OC0- Matehuala Sur.
- Construcción de alimentador en 115 kV en las SE Matehuala Sur, para la conexión de la LT Charcas Potencia-73OC0- Matehuala Sur.
- Desconexión del alimentador en 115 kV en la SE Matehuala para la desconexión de la LT Matehuala – Generadora la Paz.
- Construcción de alimentador en 115 kV en las SE Matehuala Sur para la conexión de la LT Matehuala Sur – Generadora la Paz.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.4.3 y 8.4.4.4, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.4.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1.

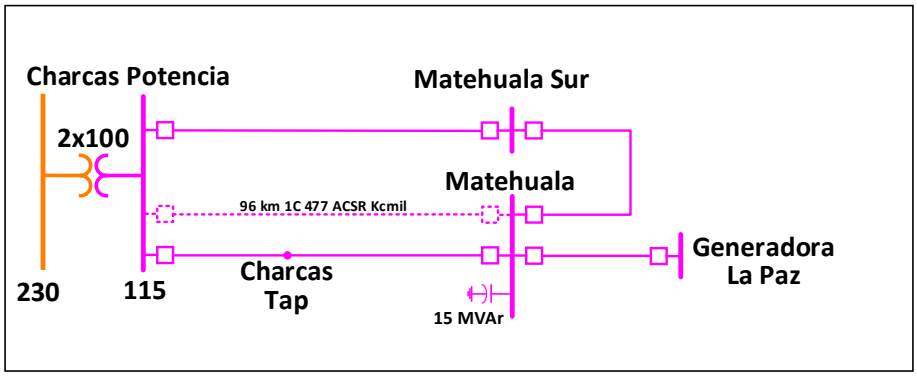
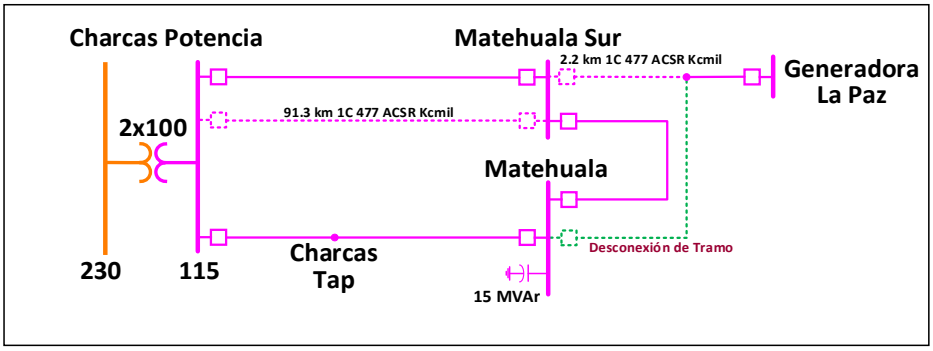


FIGURA 8.4.4.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 107.9 millones de pesos de 2024 (6.31 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en el tendido del segundo circuito de 96.0 km-c de Línea de Transmisión, sobre estructuras existentes, con conductor 477 Kcmil tipo ACSR aislada y operada en 115 kV, así como la construcción de dos alimentadores en 115 km para la conexión de la Línea de Transmisión, uno en la SE Charcas Potencia y el otro en la SE Matehuala.

Los Cuadros 8.4.4.1 y 8.4.4.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.4.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Charcas Potencia - Matehuala 1/	115	1	96.0	abr-25	abr-30
Total			**96.0**		

1/ Tendido del segundo circuito

CUADRO 8.4.4.2. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Charcas Potencia Ampliación	Alimentador	1	115	abr-25	abr-30
Matehuala Ampliación	Alimentador	1	115	abr-25	abr-30
Total		**2**			

Alternativa 2.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 126.9 millones de pesos de 2024 (7.42 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en el tendido del segundo circuito, en las estructuras ya existentes, de 91.3 km-c de conductor calibre 477 Kcmil, tipo ACSR para la creación de un nuevo circuito Charcas Potencia- 73OC0, la construcción de un alimentador en la SE Charcas Potencia para la conexión del nuevo circuito de la LT Charcas Potencia – 73OC0 – Matehuala Sur, la construcción de dos alimentadores en las SE Matehuala Sur, para la conexión del nuevo circuito de la LT Charcas Potencia – 73OC0 – Matehuala Sur y el nuevo circuito formado por la LT Matehuala Sur- 73OC0 – Generadora La Paz en nivel de 115 kV.

Los Cuadros 8.4.4.3 y 8.4.4.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.4.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Charcas Potencia – Matehuala Sur 1/	115	1	91.3	abr-25	abr-30
LT Matehuala Sur – Generadora la Paz	115	1	2.2	abr-25	abr-30
Total			**93.5**		

1/ Tendido del segundo circuito

CUADRO 8.4.4.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Charcas Potencia ampliación	Alimentador	1	115	abr-25	abr-30
Matehuala Sur ampliación	Alimentador	2	115	abr-25	abr-30
Total		**3**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.4.5 y 8.4.4.6 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 9.4.3.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
312.1	31.0	343.1	116.9	98.3	226.23	2.3

CUADRO 8.4.4.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
322.8	27.5	350.4	124.7	115.6	225.6	1.95

El Cuadro 8.4.4.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia.

CUADRO 8.4.4.7. COMPARATIVA ENTRE DEMANDA DE SATURACIÓN PARA LAS ALTERNATIVAS

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	87.0 MW	56.2 MW
Alternativa 1	110.1 MW	86.7 MW
Alternativa 2	111.2 MW	81.4 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 8.4.4.8 presenta un resumen de las principales características de confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.4.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**107.9**	126.9
Beneficio/Costo	**2.3**	1.95

Por los resultados de los estudios técnicos de confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la Zona Matehuala.

P25-OC2 SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LA REGIÓN CIÉNEGA-ZAMORA

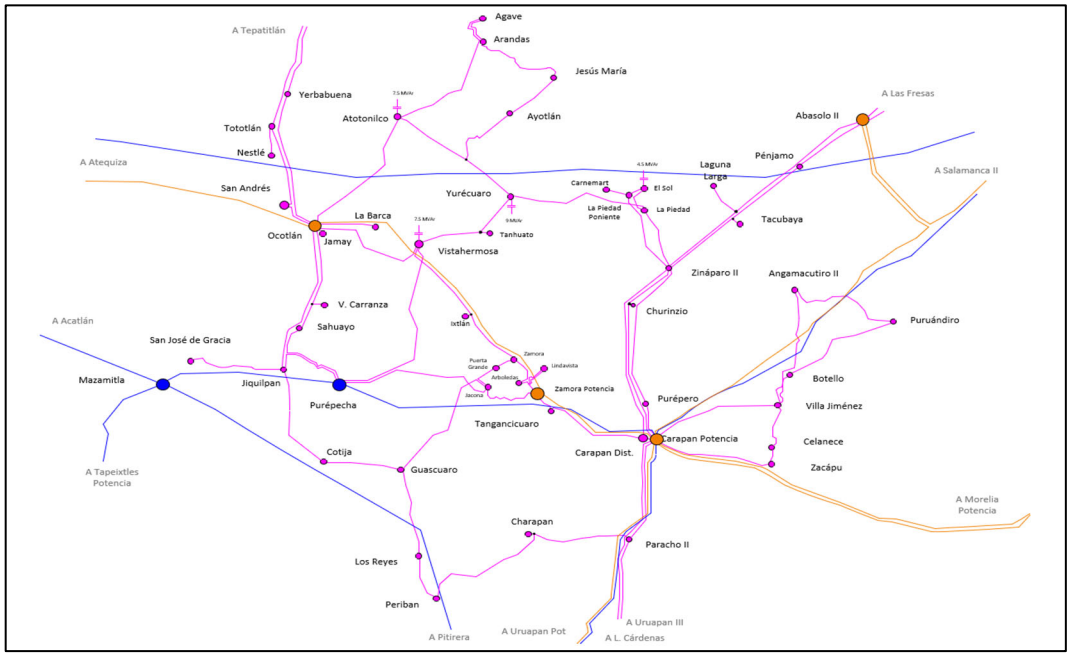
Diagnóstico operativo.

La zona Ciénega-Zamora se encuentra en el occidente del país, en los límites de los Estados de Jalisco y Michoacán. La zona es abastecida principalmente por las Subestaciones Eléctricas (SE) de transformación Ocotlán, Zamora Potencia, Carapan Potencia y Purépecha. Las SE Ocotlán, Zamora Potencia y Carapan Potencia cuentan con un total de 500 MVA de capacidad de transformación 230/115 kV, mientras que la SE Purépecha cuenta con un solo banco de transformación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad nominal.

La zona Ciénega-Zamora se encuentra en el corredor de potencia de nivel de tensión de 230 kV de la SE Ocotlán – Zamora Potencia – Carapan Potencia y cuenta con compuertas de flujo en nivel de tensión de 230 kV hacia la zona Metropolitana de Guadalajara a través de la LT Atequiza – 93710 – Ocotlán, hacia la zona Uruapan con la LT Uruapan Potencia – 93390 – Carapan Potencia, hacia la zona Morelia con las LT Morelia Potencia – Carapan Potencia (93910 y 93940) y hacia la zona Irapuato con la LT Abasolo II – 93220 – Carapan Potencia. Además, se encuentra en el corredor de potencia de 400 kV de la SE Purépecha – Carapan Potencia y cuenta con las compuertas de flujo en nivel de tensión de 400 kV a través de las LT Purépecha – A3470 – Mazamitla, LT Carapan Potencia – A3J90 – Salamanca Dos y la LT Carapan Potencia – A3200 – Lázaro Cárdenas Potencia.

En la Figura 8.4.4.5 se muestra el diagrama unifilar de las principales Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de la zona.

FIGURA 8.4.4.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024[69]



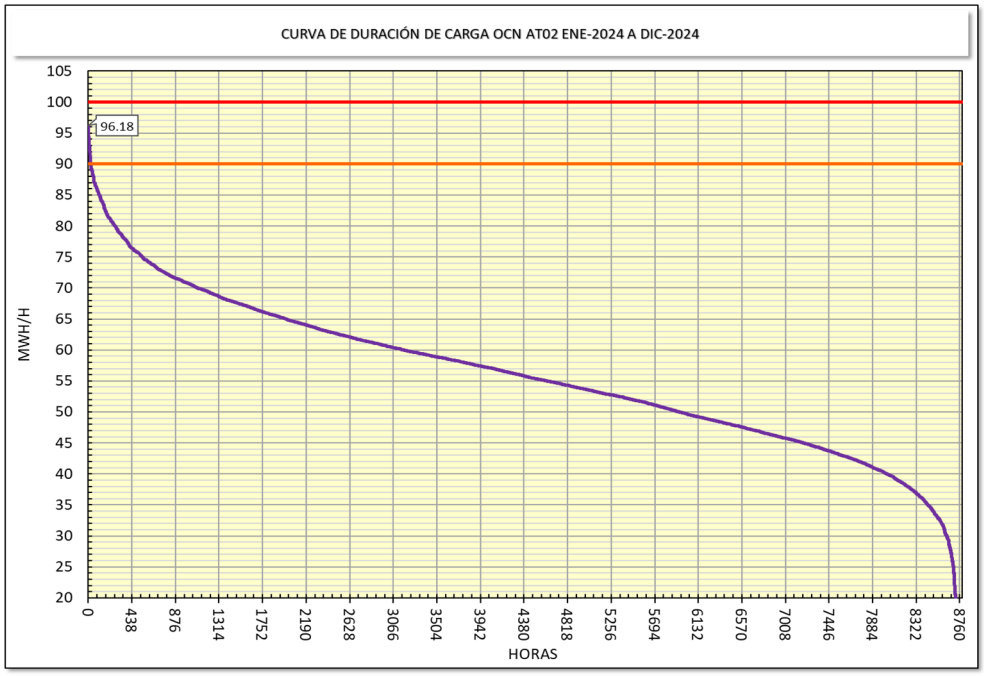
[6969]La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

En 2024 los Transformadores de la SE Ocotlán alcanzaron valores superiores al 90% de su capacidad nominal, como se observa en la Figura 8.4.4.6.

Debido a la topología y largas longitudes de las Líneas de Transmisión del anillo conformado por las SE Agave, Jesús María, Arandas, Ayotlán, Atotonilco y Yurécuaro, ante la contingencia sencilla en elementos de transmisión en las Redes Eléctricas de 115 kV y 230 kV y Transformadores de la zona se presentan niveles de voltaje por debajo del límite operativo establecido en el Código de Red.

Además, por la creciente demanda de energía eléctrica de la zona Ciénega-Zamora, en el año 2024, durante aproximadamente el 6.2% del tiempo, se tuvo el riesgo de que ante contingencia del AT01 Ocotlán, se presentara una sobrecarga mayor al 120% del transformador paralelo, implicando afectación del suministro eléctrico y poniendo en riesgo la integridad de equipos. Esta condición se vuelve más severa para el año 2030.

FIGURA 8.4.4.6. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA EN EL TRANSFORMADOR OCN AT02 230/115 KV DE 100 MVA EN 2024



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Ciénega-Zamora; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

OBRAS DE TRANSMISIÓN

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV en la SE Ocotlán. (1)

OBRAS DE COMPENSACIÓN

- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Arandas. (2)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en 115 kV, en la SE Arandas, para la conexión del capacitor. (3)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Atequiza – 93720 – Ocotlán (lado SE Ocotlán) para alcanzar un límite operativo de al menos 386 MVA. (4)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Ocotlán – 73480 – Sahuayo (lado SE Sahuayo) para alcanzar un límite operativo de al menos 91.6 MVA. (5)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Tepatitlán – 73590 – Tototlán (lado SE Tepatitlán) para alcanzar un límite operativo de al menos 144 MVA. (6)
- Recalibración del bus de 115 kV de la SE Cuitzeo para que la LT Ocotlán – 73520 – Cuitzeo alcance un límite operativo de al menos 130 MVA. (7)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Ocotlán – 73410 – San Andrés (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 144 MVA. (8)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT La Piedad – 73210 – Zináparo II (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 119 MVA. (9)

Alternativa 2

OBRAS DE TRANSMISIÓN

- LT, doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV para entroncar la nueva SE Santa Rita en la actual LT Atequiza – A3J80 – Salamanca II. (1)
- LT, doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la nueva SE Santa Rita en la actual LT Yurécuaro – 73910 – Atotonilco. (2)
- LT, un circuito, con una longitud estimada de 6.53 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar la nueva trayectoria de la nueva SE Santa Rita a la SE Jesús María. (3)

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la nueva SE Santa Rita Dos. (4)

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores variable de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Agave. (5)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos alimentadores en 400 kV, en la nueva SE Santa Rita, para la conexión del entronque de la LT Atequiza – A3J80 – Salamanca II. (6)
- Dos alimentadores en 115 kV, en la nueva SE Santa Rita, para la conexión del entronque de la LT Yurécuaro – 73910 – Atotonilco. (7)
- Un alimentador en 115 kV, en la nueva SE Santa Rita, para la conexión de la LT proveniente de la SE Jesús María. (8)
- Un alimentador en 115 kV, en la SE Agave, para la conexión del capacitor. (9)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Yurécuaro – 73130 – La Piedad (lado SE Yurécuaro) para alcanzar un límite operativo de al menos 130 MVA. (10)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Jesús María – 73M10 – Ayotlán (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 130 MVA. (11)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Atotonilco – 73910 – Yurécuaro (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 179 MVA. (12)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Ocotlán – 73480 – Sahuayo (lado SE Sahuayo) para alcanzar un límite operativo de al menos 91.6 MVA. (13)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Tepatitlán – 73590 – Tototlán (lado SE Tepatitlán) para alcanzar un límite operativo de al menos 144 MVA. (14)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Ocotlán – 73410 – San Andrés (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 144 MVA. (15)
- Recalibración del bus de 115 kV de la SE Cuitzeo para que la LT Ocotlán – 73520 – Cuitzeo alcance un límite operativo de al menos 130 MVA. (16)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.4.7 y 8.4.4.8, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.4.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

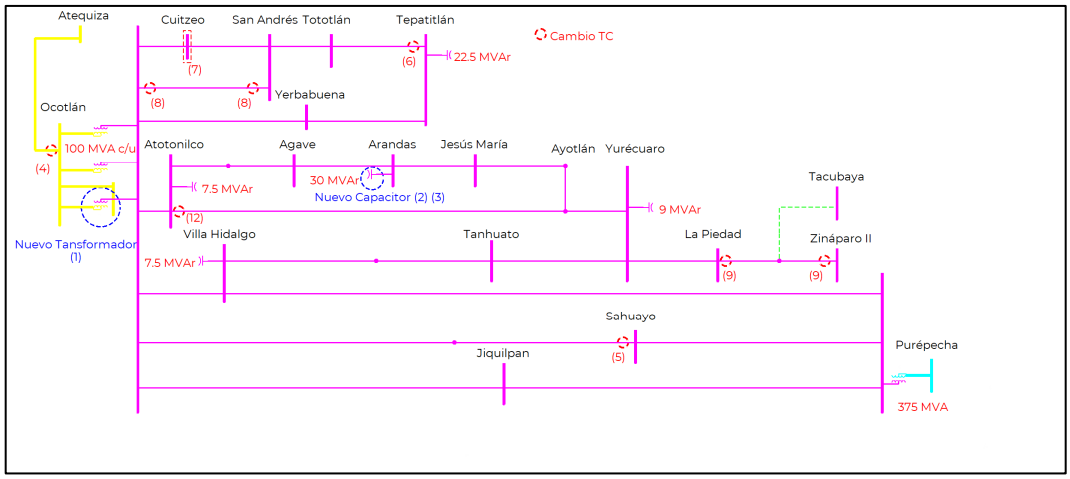
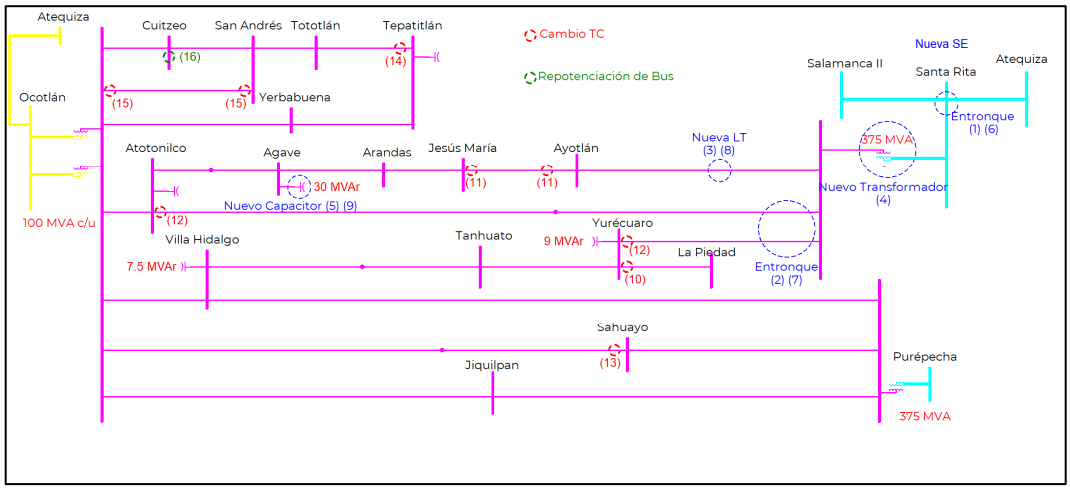


FIGURA 8.4.4.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

Alternativa propuesta.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 181.93 millones de pesos de 2024 (9.55 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un Transformador de 100 MVA, un alimentador en 115 kV, repotenciación de 3 Líneas de Transmisión en 115 kV, así como un capacitor de 30 MVAr en 115 kV.

Los cuadros 8.4.4.9 a 8.4.4.10 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.4.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ocotlán	3	AT	33	230/115	abr-30	abr-30
Total			**100**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.4.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Arandas	Capacitor	115	30	abr-30	abr-30
Total			**30**		

CUADRO 8.4.4.10. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Arandas	Alimentador	1	115	abr-30	abr-30
Sahuayo	TC	3	115	abr-30	abr-30
Tepatitlán	TC	3	115	abr-30	abr-30
Ocotlán	TC	3	115	abr-30	abr-30
San Andrés	TC	3	115	abr-30	abr-30
La Piedad	TC	3	115	abr-30	abr-30
Zináparo II	TC	3	115	abr-30	abr-30
Cuitzeo	Bus	1	115	abr-30	abr-30
Ocotlán	TC	3	230	abr-30	abr-30
Total		**23**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 811.73 millones de pesos de 2024 (47.5 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de una nueva SE 400/115 kV con un Transformador de 375 MVA, la construcción de aproximadamente 0.1 km-c de Línea de Transmisión y dos alimentadores en 400 kV, 6.63 km-c y 4 alimentadores en 115 kV, un alimentador de amarre en 115 kV, repotenciación de 7 Líneas de Transmisión en 115 kV, así como un capacitor de 30 MVAr en 115 kV.

Los cuadros 8.4.4.11 a 8.4.4.14 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.4.11. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Santa Rita entronque Atequiza-A3J80-Salamanca II	400	2	0.1	abr-30	abr-30
Santa Rita entronque Yurecuaro-73910-Atotonilco	115	2	0.1	abr-30	abr-30
Santa Rita-Jesús María (extensión 73M10)	115	1	6.53	abr-30	abr-30
Total			**6.73**		

CUADRO 8.4.4.12. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Santa Rita	4	T	125	400/115	abr-30	abr-30
Total			**500**			

T. Transformador

CUADRO 8.4.4.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Agave	Capacitor	115	30	abr-30	abr-30
Total			**30**		

CUADRO 8.4.4.14. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Santa Rita	Alimentador nuevo	2	400	abr-30	abr-30
Santa Rita	Alimentador nuevo	3	115	abr-30	abr-30
Santa Rita	Alimentador amarre	1	115	abr-30	abr-30
Agave	Alimentador ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Yurécuaro	TC	6	115	abr-30	abr-30
Ayotlán	TC	3	115	abr-30	abr-30
Jesús María	TC	3	115	abr-30	abr-30
Atotonilco	TC	3	115	abr-30	abr-30
Sahuayo	TC	3	115	abr-30	abr-30
Tepatitlán	TC	3	115	abr-30	abr-30
Ocotlán	TC	3	115	abr-30	abr-30
San Andrés	TC	3	115	abr-30	abr-30
Cuitzeo	Bus	1	115	abr-30	abr-30
Total		**35**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.4.15 y 8.4.4.16 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 9.4.3.10 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.4.15. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
72.9	366.9	1114.1	499.3	167.7	614.8	3.67

CUADRO 8.4.4.16. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
577.0	391.3	6504.6	4046.2	749.0	2458.4	3.28

CUADRO 8.4.4.17. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Límite de Transmisión	Menor	Mayor
Control de la Calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	163.3	800.0
Relación Beneficio/Costo	3.67	3.28

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona de Ciénega-Zamora.

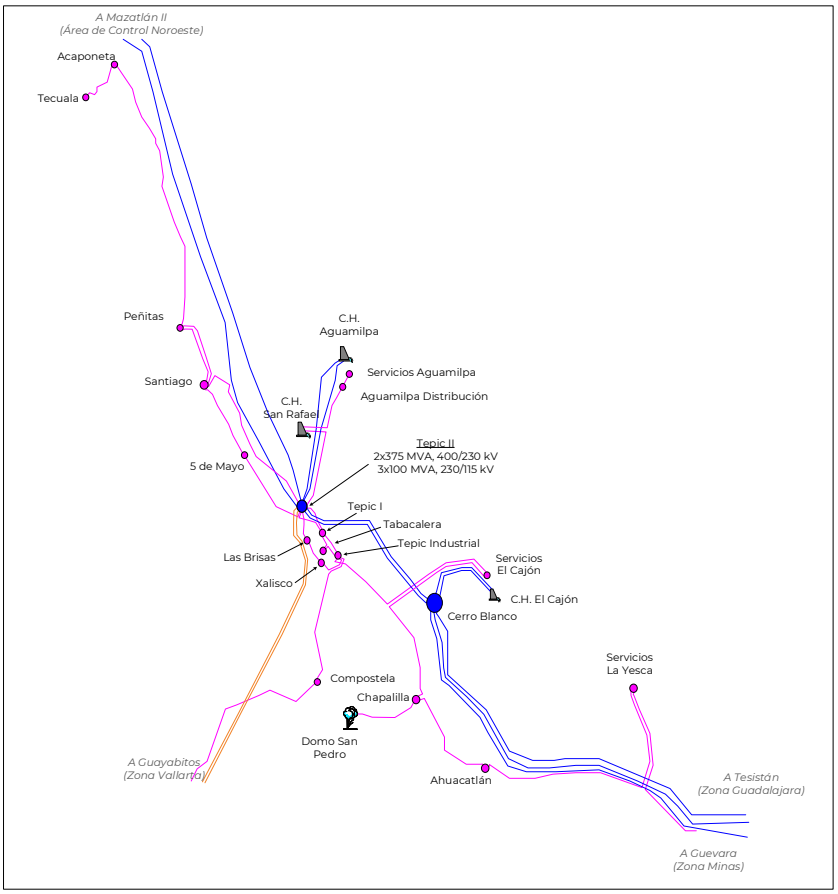
P25-OC3 Incremento de transformación en la zona Tepic

Diagnóstico operativo.

Las zonas Tepic y Santiago se ubican en el occidente del país y abastecen de energía eléctrica a prácticamente todo el estado de Nayarit, incluyendo su capital Tepic. La zona cuenta con un solo punto de inyección de energía desde la Red Troncal de Transmisión y es en la SE Tepic II. Dicha Subestación Eléctrica cuenta con un total de 750 MVA de capacidad de transformación repartido en diferentes niveles de tensión. La transformación 400/230 kV cuenta con dos bancos de 375 MVA cada uno, mientras que la transformación 230/115 cuenta con tres bancos de transformación.

La Red Eléctrica cuenta con un enlace aislado y operado en 230 kV hacia la zona Vallarta que se compone de dos Líneas de Transmisión. Con respecto a la Red Eléctrica de 115 kV, se cuenta con enlaces que operan normalmente abiertos hacia las zonas Minas a través de la LT Ahuacatlán-73730-Servicios La Yesca y Zona Vallarta a través de la LT Compostela-73870- Las Varas. En la Figura 8.4.4.9 se muestra un diagrama unifilar de las principales subestaciones de la Red Eléctrica de la zona.

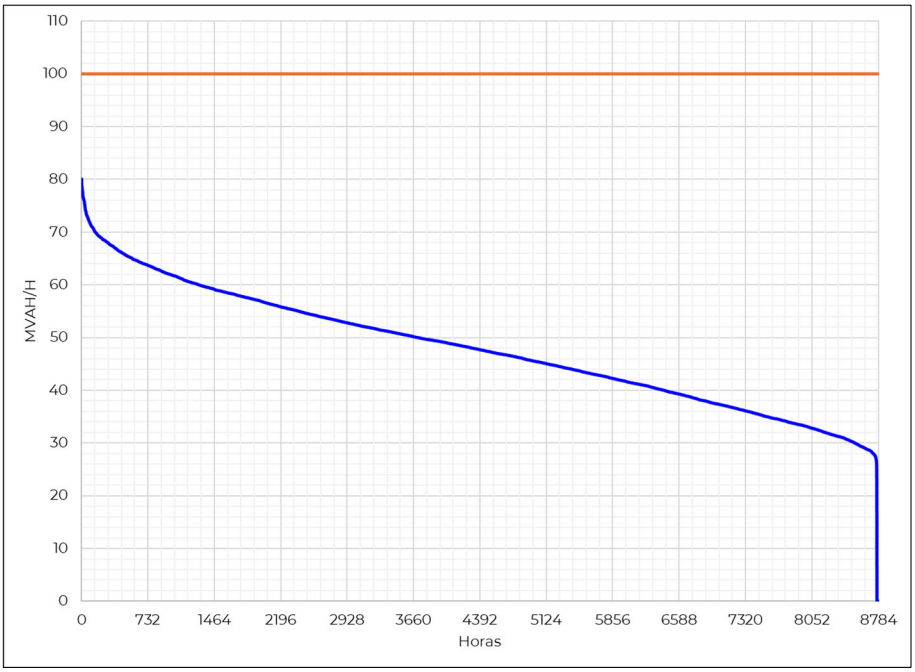
FIGURA 8.4.4.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025[70]



En 2024 los Transformadores de la SE Tepic II alcanzaron valores máximos de aproximadamente el 80% de su capacidad nominal, como se observa en la Figura 8.4.4.10. Debido a que estos tres transformadores son la principal fuente de energía de la zona, la indisponibilidad de alguno de ellos reduce la capacidad de suministro eléctrico de la región. En la Figura 8.4.4.11. se muestra la sumatoria de flujo de los tres transformadores 230/115 kV de la SE Tepic II.

[70] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

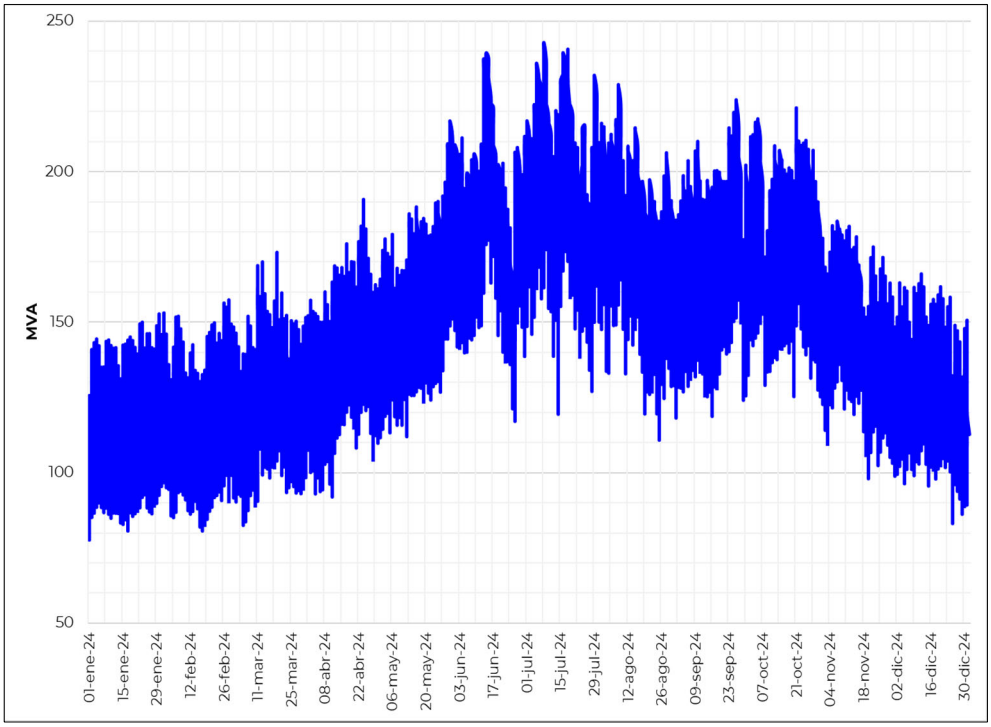
FIGURA 8.4.4.10. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA EN EL TRANSFORMADOR TED AT01 230/115 KV DE 100 MVA EN 2024



Para las condiciones de Demanda Máxima previstas para el 2030 y considerando en servicio los proyectos instruidos: P21-OC8 Aumento de capacidad de Transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta y P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago, se espera que las condiciones de la Red Eléctrica sean aún más críticas, llegando a presentar sobrecargas que superen el 100% en los Transformadores 230/115 kV de la SE Tepic II en condiciones de Red Eléctrica completa.

Por todo lo mencionado anteriormente, se vuelve indispensable contar con un proyecto de expansión que refuerce la transformación de la Red Eléctrica de la zona Tepic y Santiago derivado del crecimiento que se espera en los próximos años. Por lo que se proponen dos Alternativas para la solución a las problemáticas descritas.

FIGURA 8.4.4.11. FLUJO A TRAVÉS DE LOS TRANSFORMADORES 230/115 KV DE LA SE TEPIC II EN 2024



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda eléctrica del estado de Nayarit; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

TRANSFORMACIÓN:

- Dos bancos de transformación compuestos por siete unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Tepic II, para sustituir los actuales Transformadores AT-02 y AT-05.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Recalibración de bus en la SE Tepic I para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración de bus en la SE Tepic Industrial para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración de bus en la SE Compostela para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic II-73740-Tepic I.

- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic II-73820-Tepic I.
- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic I-73800-Tepic Industrial.
- Recalibración puentes en la SE Tepic Industrial y Compostela para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Compostela-73860-Tepic Industrial.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN

- Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, para entroncar la LT Cerro Blanco-A3590-Tepic II en la nueva SE Bellavista. (1)
- Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, para entroncar la LT Tepic II-73740-Tepic I en la nueva SE Bellavista. (2)
- Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 2.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, para entroncar la LT Tepic II-73820-Tepic I en la nueva SE Bellavista. (3)

TRANSFORMACIÓN:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la nueva SE Bellavista. (4)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos alimentadores en 400 kV de la nueva SE Bellavista, para la conexión del entronque en la LT Cerro Blanco-A3590-Tepic II. (5)
- Cuatro alimentadores en 115 kV en la nueva SE Bellavista, para la conexión de los entronques en las Líneas de Transmisión, LT Tepic II-73740-Tepic I y LT Tepic II-73820-Tepic I. (6)
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Bellavista para el amarre de barras de 115 kV. (7)
- Recalibración de bus en la SE Tepic I para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración de bus en la SE Tepic Industrial para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración de bus en la SE Compostela para alcanzar por lo menos 670 A en estado estacionario.
- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic II-73740-Tepic I.
- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic II-73820-Tepic I.
- Recalibración puentes en la SE Tepic I para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Tepic I-73800-Tepic Industrial.

- Recalibración puentes en la SE Tepic Industrial y Compostela para alcanzar el límite térmico del conductor de la LT Compostela-73860-Tepic Industrial.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.4.12 y 8.4.4.13, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.4.12. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

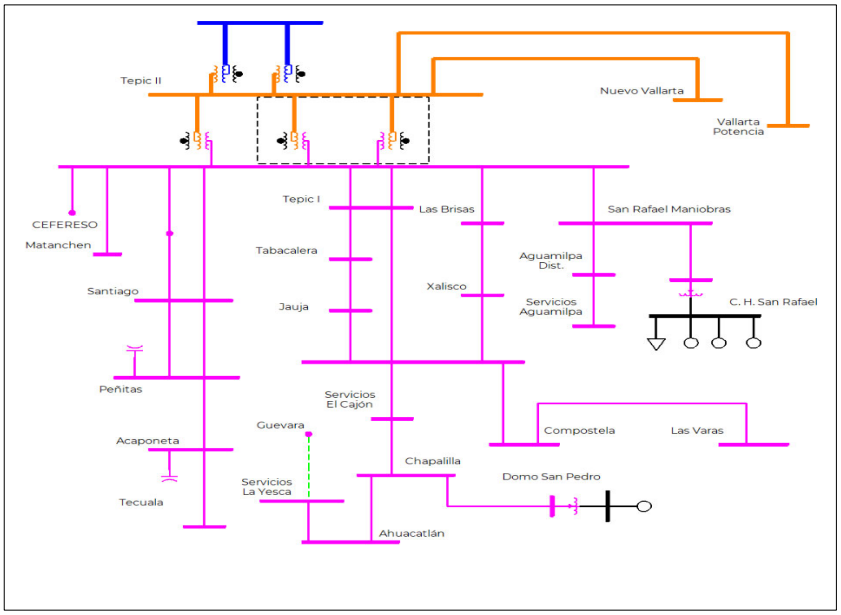
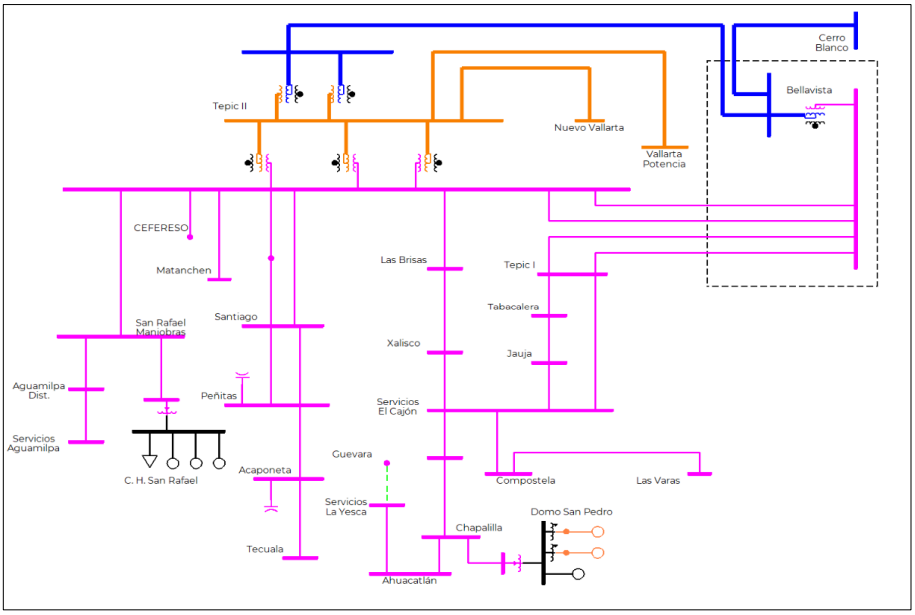


FIGURA 8.4.4.13. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 520.85 millones de pesos de 2024 (30.46 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de 525 MVA de transformación con relación 230/115 kV. Los Cuadros 8.4.4.18 al 8.4.4.19 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.4.18. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tepic II	7	AT	75.0	230/115	abr-30	abr-30
Total			**525.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.4.19. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tepic I	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Tepic Industrial	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Compostela	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Tepic I	Recalibración puentes	3	115	abr-30	abr-30
Tepic Industrial	Recalibración puentes	1	115	abr-30	abr-30
Compostela	Recalibración puentes	1	115	abr-30	abr-30
Total		**8**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 756.58 millones de pesos de 2024 (44.24 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de 500 MVA de

transformación con relación 400/115 kV. Los Cuadros 8.4.4.20 al 8.4.4.22 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.4.20. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Bellavista entronque Cerro Blanco-A3590-Tepic II	400	2	0.4	abr-30	abr-30
Bellavista entronque Tepic II-73740-Tepic I	115	2	0.4	abr-30	abr-30
Bellavista entronque Tepic II-73820-Tepic I	115	2	4.0	abr-30	abr-30
Total			**4.8**		

CUADRO 8.4.4.21. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Bellavista	4	T	125.0	400/115	abr-30	abr-30
Total			**500.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.4.4.22. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Bellavista	Alimentador nuevo	2	400	abr-30	abr-30
Bellavista	Alimentador nuevo	5	115	abr-30	abr-30
Tepic I	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Tepic Industrial	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Compostela	Recalibración bus	1	115	abr-30	abr-30
Tepic I	Recalibración puentes	3	115	abr-30	abr-30
Tepic Industrial	Recalibración puentes	1	115	abr-30	abr-30
Compostela	Recalibración puentes	1	115	abr-30	abr-30
Total		**15**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.4.23 y 8.4.4.24 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 8.4.4.25 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.4.23. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2,989.68	100.52	3,090.20	2,185.44	484.28	904.76	1.87

CUADRO 8.4.4.24. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
3,351.84	73.94	3,425.79	2,446.4	697.91	979.39	1.40

CUADRO 8.4.4.25. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	**Mayor**	Menor
Límite de Transmisión	Menor	**Mayor**
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**520.85**	756.58
Relación Beneficio/Costo	**1.87**	1.40

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción** de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Tepic en el estado de Nayarit.

8.4.5. Fichas de información de proyecto de la RNT[71] pertenecientes a la GCR Noroeste

P25-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Navojoa

Diagnóstico operativo

El municipio de Navojoa (Zona Navojoa) se localiza en el sur del estado de Sonora, México, este municipio ha experimentado un proceso de urbanización en los sectores residencial, turístico e industrial. El suministro de energía eléctrica en el municipio de Navojoa y sus poblaciones aledañas se lleva a través de la SE Pueblo Nuevo y la SE El Mayo, con transformación en niveles de tensión de 230 kV a 115 kV.

Actualmente, en la Zona Navojoa existen tres Autotransformadores con relación de transformación 230/115 kV: dos en la SE Pueblo Nuevo, cada uno con una capacidad de 100 MVA, y uno en la SE El Mayo, con una capacidad de 225 MVA. Debido al incremento en la demanda de energía eléctrica proyectado para 2030 en la zona, se prevé una problemática de sobrecarga en los Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo ante contingencia sencilla (n-1). En particular, la desconexión de uno de los dos Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo provocaría que el Autotransformador paralelo que quede en servicio presente sobrecargas de hasta el 50% de su capacidad nominal. Para que este tipo de sobrecarga ocurra, los Autotransformadores en condiciones normales deben operar con magnitudes superiores al 70% de su capacidad nominal, condición que en 2024 se presentó durante más de 1,350 horas y se espera que incremente significativamente en los próximos años debido al crecimiento natural de la demanda en la zona.

[71] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Adicionalmente, se han identificado problemas de sobrecarga en los Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo ante la desconexión de la LT El Mayo – 93570 – Pueblo Nuevo en 230 kV, lo que genera sobrecargas de hasta 17% sobre la capacidad nominal de ambos autotransformadores en la SE Pueblo Nuevo. Se espera que esta condición se incremente a los años futuros debido a los altos flujos de norte a sur con los que el sistema opera constantemente en la Gerencia Regional de Control Noroeste, esto en consecuencia a la alta concentración de generación que se tiene en el estado de Sonora.

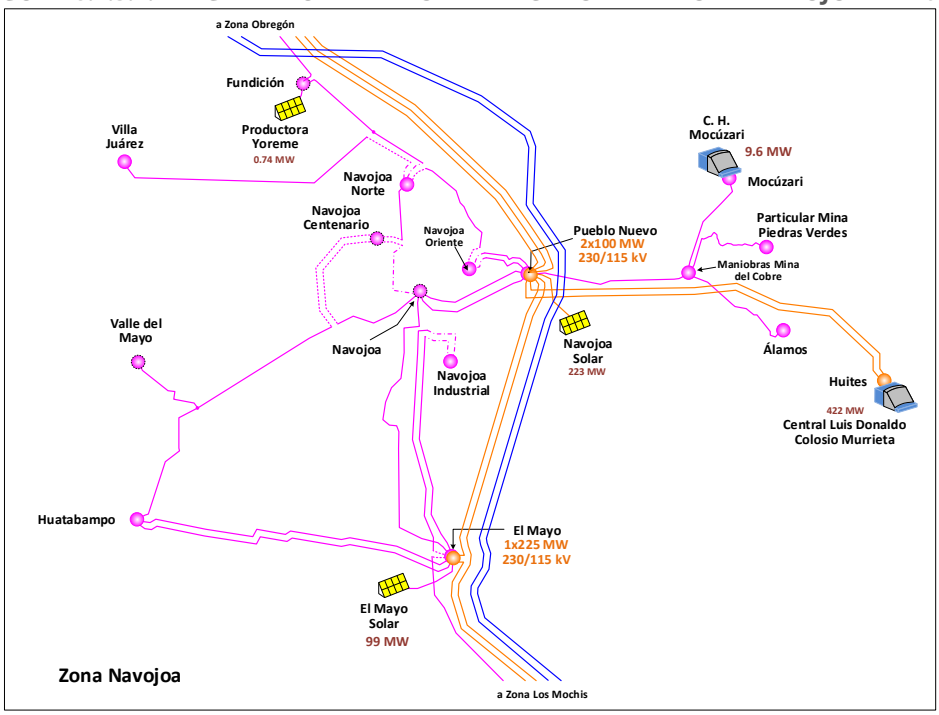
Como parte de la solución integral que permita atender el suministro de la carga en el mediano plazo dentro de la zona Navojoa, se plantea la instalación de un nuevo Autotransformador de 225 MVA en la SE Pueblo Nuevo, así como la reubicación de tres Autotransformadores de la siguiente manera:

- El AT de 225 MVA actualmente en la SE El Mayo será trasladado a la SE Pueblo Nuevo
- Los dos autotransformadores de 100 MVA de la SE Pueblo Nuevo serán trasladados a la SE El Mayo

Con esta nueva obra y reconfiguración de la Red Eléctrica se contará finalmente con dos Autotransformadores de 225 MVA en la SE Pueblo Nuevo y dos Autotransformadores de 100 MVA en la SE El Mayo. Esta estrategia resolverá las sobrecargas en los AT, garantizando el abastecimiento de la carga en la Zona Navojoa a largo plazo, evitando también futuras limitaciones en el despacho de generación de energía eléctrica con menores costos de operación a nivel Sistema Eléctrico Nacional.

En la Figura 8.4.5.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 de la zona Navojoa perteneciente a la Zona de Distribución Obregón de la GCR Noroeste.

FIGURA 8.4.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA NAVOJOA EN 2030



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas en 2025 y las previstas para 2030, se presenta la solución a la sobrecarga de los Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo ante la contingencia sencilla de uno de los Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo (AT1 o AT2) o bien ante la contingencia sencilla de la LT El Mayo – Pueblo Nuevo en 230 kV, se han analizado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de influencia. Las características de las Alternativas de solución son las siguientes:

Alternativa 1

TRANSFORMACIÓN

- Instalación de un banco de transformación con capacidad de 225 MVA en la SE Pueblo Nuevo sin fase de reserva
- Traslado del Autotransformador de la SE El Mayo a la SE Pueblo Nuevo, el Autotransformador tiene una capacidad de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV, se incluye fase de reserva de 75 MVA.
- Traslado de los dos Autotransformadores de la SE Pueblo Nuevo hacia la SE El Mayo con capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Un alimentador en 230 kV en la SE Pueblo Nuevo para la conexión del nuevo Autotransformador en SE Pueblo Nuevo.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Pueblo Nuevo para la conexión del nuevo Autotransformador en SE Pueblo Nuevo.

Alternativa 2

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de dos Autotransformadores con capacidad de 100 MVA por dos Autotransformadores de 150 MVA en la SE Pueblo Nuevo.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Pueblo Nuevo para la conexión del nuevo Autotransformador en SE Pueblo Nuevo.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Pueblo Nuevo para la conexión del nuevo Autotransformador en SE Pueblo Nuevo.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.5.2 a 8.4.5.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Navojoa previo a la entrada del proyecto, con la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 8.4.5.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PREVIO AL PROYECTO

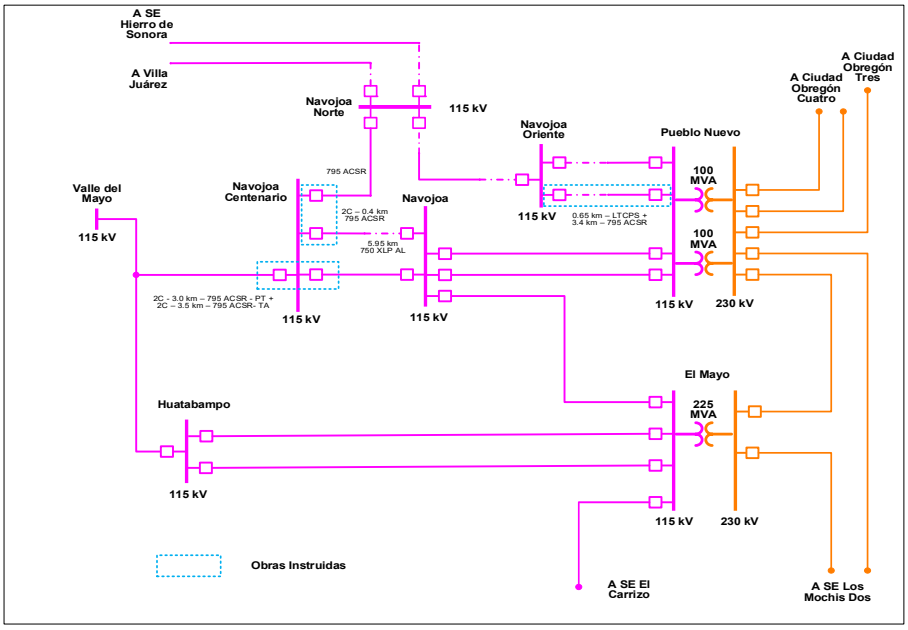


FIGURA 8.4.5.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 1

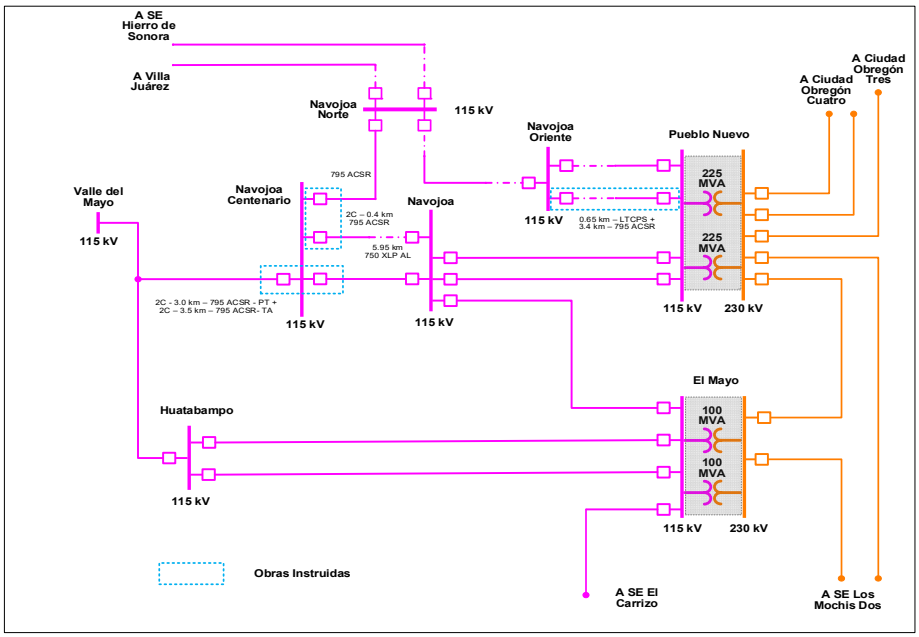
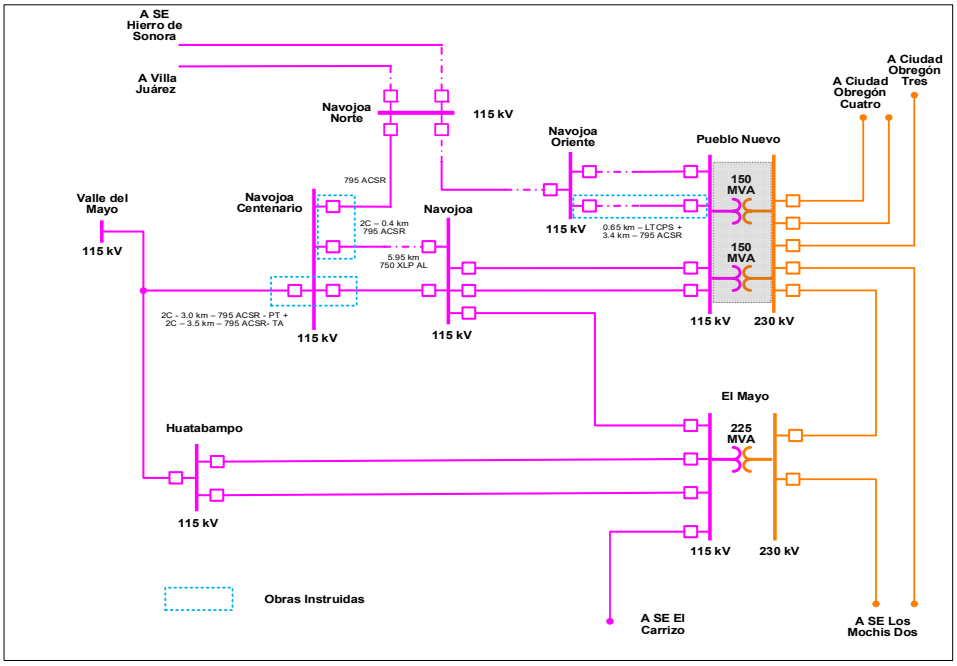


FIGURA 8.4.5.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado en 275.588 millones de pesos de 2024 (16.12 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). En los Cuadros 8.4.5.1 y 8.4.5.2 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 8.4.5.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pueblo Nuevo Banco 1	3	AT	225	230/115	abr-30	abr-30
Pueblo Nuevo Banco 2 (traslado) /1	4	AT	300	230/115	abr-30	abr-30
El Mayo banco 1 (traslado) /2	4	AT	133	230/115	abr-30	abr-30
El Mayo banco 2 (traslado)	3	AT	100	230/115	abr-30	abr-30
Total			**758**			

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

2/ Considera fase de reserva de 33.3 MVA

CUADRO 8.4.5.2. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pueblo Nuevo	Alimentador Nuevo	1	230	abr-30	abr-30
Pueblo Nuevo	Alimentador Nuevo	1	115	abr-30	abr-30
Total		**2**			

El proyecto para la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado en 320.657millones de pesos de 2024 (18.75 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). En los Cuadros 8.4.5.3 y 8.4.5.4 se muestran las metas físicas del proyecto

CUADRO 8.4.5.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pueblo Nuevo Banco 1 /3	4	AT	200	230/115	abr-30	abr-30
Pueblo Nuevo Banco 2	3	AT	150	230/115	abr-30	abr-30
Total			**583**			

AT. Autotransformador

3/ Considera fase de reserva de 50 MVA

CUADRO 8.4.5.4. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pueblo Nuevo	Alimentador Nuevo	2	230	abr-30	abr-30
Pueblo Nuevo	Alimentador Nuevo	2	115	abr-30	abr-30
Total		**4**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.5.5 y 8.4.5.6 se presentan los resultados de la evaluación económica, el modelo de evaluación es por demanda incremental. En el Cuadro 8.4.5.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.5.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
611.18	57.94	669.11	385.48	234.19	283.64	1.21

CUADRO 8.4.5.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
611.18	56.22	667.4	388.67	272.57	278.73	1.02

CUADRO 8.4.5.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONÓMICAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	275.59	320.66
Relación Beneficio/Costo	1.21	1.02

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la zona Navojoa.

P25-NO2 Eliminar restricción en la capacidad de transmisión de la LT Culiacán Cuatro - Culiacán Sur

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica en el municipio de Culiacán y poblaciones aledañas se logra a través de equipos de transformación en las Subestaciones Eléctricas: Culiacán Tres, Culiacán Poniente, La Higuera y Culiacán Potencia.

La zona de transmisión Culiacán está conformada por una Red Eléctrica en tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV, donde actualmente la mayor problemática se presenta en la Red de Transmisión de 115 kV, principalmente en las Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos, esto debido a que en el desarrollo de la ciudad se optó por realizar parte de las Líneas de Transmisión en canalizaciones subterráneas por cuestiones de impacto visual en el entorno e impacto al medio ambiente. La Zona de Transmisión Culiacán está conformada por una Red Eléctrica en tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV, donde actualmente la mayor problemática se presenta en la Red de Transmisión de 115 kV, principalmente en las Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos, esto debido a que en el desarrollo de la ciudad se optó por realizar parte de las Líneas de Transmisión en canalizaciones subterráneas por cuestiones de impacto visual en el entorno e impacto al medio ambiente.

Con el incremento de demanda de energía eléctrica dentro de la zona Culiacán, hacia el 2030 se espera una problemática de sobrecarga en Líneas de Transmisión con topología subterránea, en particular en un tramo de la LTCPS Culiacán Cuatro – 73380 – Culiacán Sur en 115 kV, la cual presentará una cargabilidad superior a su capacidad de transmisión de potencia ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión dentro del área de influencia del proyecto.

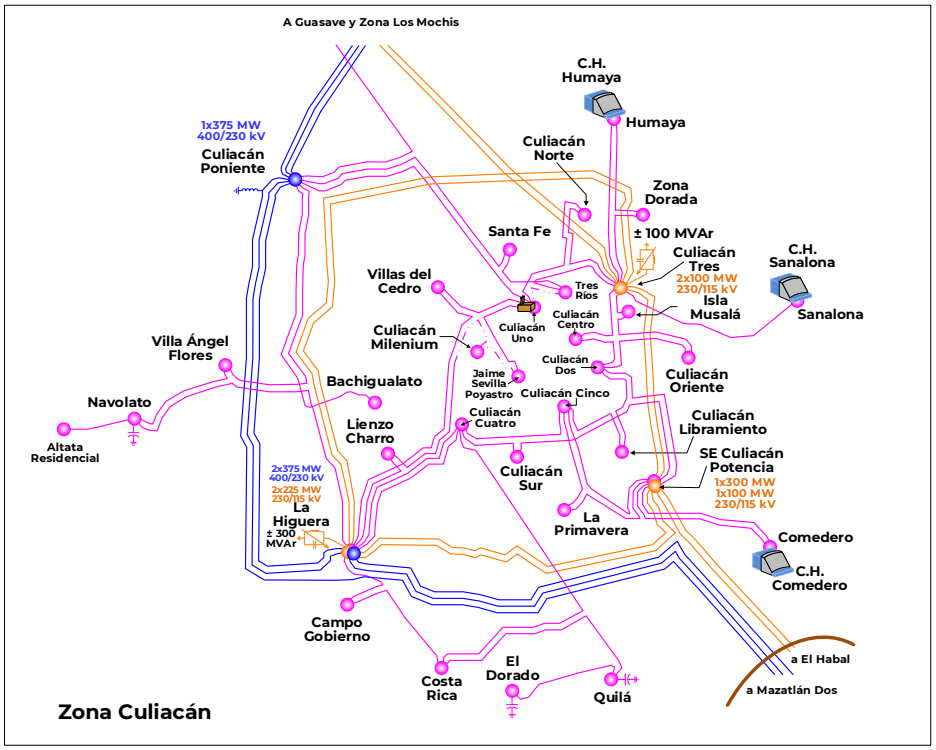
La LTCPS Culiacán Cuatro – 73380 – Culiacán Sur en 115 kV tiene una longitud de 3.44 km, cuenta con tramo subterráneo con longitud de 0.970 km a la llegada de la SE Culiacán Cuatro con cable calibre CU-XLP-1000. La Transportista definió la capacidad de transmisión limitada en 63 MVA. Debido a su topología, ante la desconexión de la LT Subestación Culiacán Potencia – 73320 – Culiacán Sur, se presenten sobrecargas superiores al 112% por encima a la capacidad nominal de la LTCPS Culiacán Cuatro – 73380 – Culiacán Sur, debido a esto, si no se cuenta con la infraestructura eléctrica necesaria para dar solución a la problemática, será necesario implementar estrategias operativas que incluyen la afectación de carga de la Zona Culiacán para mitigar la sobrecarga que se pudiera presentar ante contingencias.

Como parte de la solución propuesta dentro de la zona Culiacán, se plantea la opción de construir 0.970 km mediante un circuito eléctrico con disposición aérea para sustituir el cable de potencia subterráneo que tiene limitada la capacidad de transmisión, con esto se tendría una nueva capacidad de transmisión en la Línea de Transmisión de 179 MVA, con lo que sería suficiente para garantizar el suministro eléctrico al sur de la Zona Culiacán.

Dentro del área de influencia se tiene un proyecto instruido de las RGD de la Zona Culiacán, el proyecto es el D20-NO3 – Primavera Banco 1, con fecha de diciembre 2025, el cual entronca la LT Culiacán Cinco – Subestación Culiacán Potencia.

En la Figura 8.4.5.5 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 de la zona Culiacán perteneciente a la Zona de Distribución Culiacán de la GCR Noroeste.

FIGURA 8.4.5.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA CULIACÁN EN 2030



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas en 2024 y las previstas para 2030, se presenta la solución a la sobrecarga de la LTCPS Culiacán Cuatro – Culiacán Sur en 115 kV ante la contingencia sencilla de la LT Subestación Culiacán Potencia – Culiacán Sur en 115 kV, se han analizado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda del área de influencia. Las características de las Alternativas de solución son las siguientes:

Alternativa 1

TRANSMISIÓN

- Construcción de aproximadamente 0.97 km de longitud de Línea de Transmisión en 115 kV calibre 795 kcmil tipo ACSR con disposición aérea para la llegada a la SE Culiacán Cuatro en 115 kV para conformar la LT Culiacán Cuatro – Culiacán Sur en 115 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Sustitución de elementos serie a lo largo de la LT Culiacán Cuatro – Culiacán Sur en 115 kV para eliminar la restricción de transmisión de potencia.
- Sustitución de elementos serie en Líneas de Transmisión aledañas en el área de influencia como Culiacán Poniente – Culiacán Uno en 115 kV y elementos adicionales que surjan de la revisión de la Transportista.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN

- Recalibración de 0.97 km de longitud de Líneas de Transmisión en 115 kV con disposición subterránea para la llegada a la SE Culiacán Cuatro en 115 kV con calibre de conductor 1600 XLP.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Sustitución de elementos serie a lo largo de la LT Culiacán Cuatro – Culiacán Sur en 115 kV para eliminar la restricción de transmisión de potencia.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.5.6 a 8.4.5.8 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Culiacán previo a la entrada del proyecto, con la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 8.4.5.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PREVIO AL PROYECTO

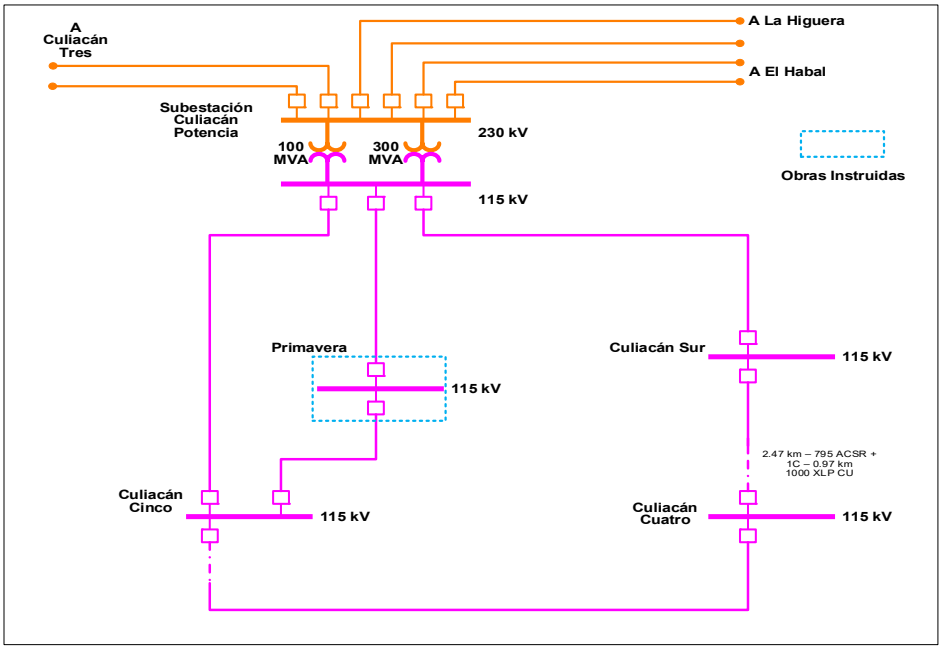


FIGURA 8.4.5.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 1

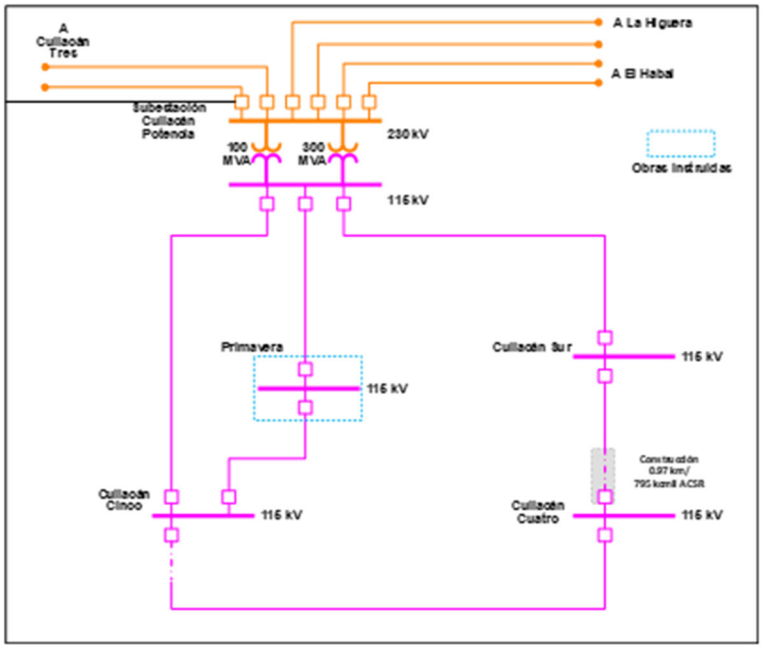
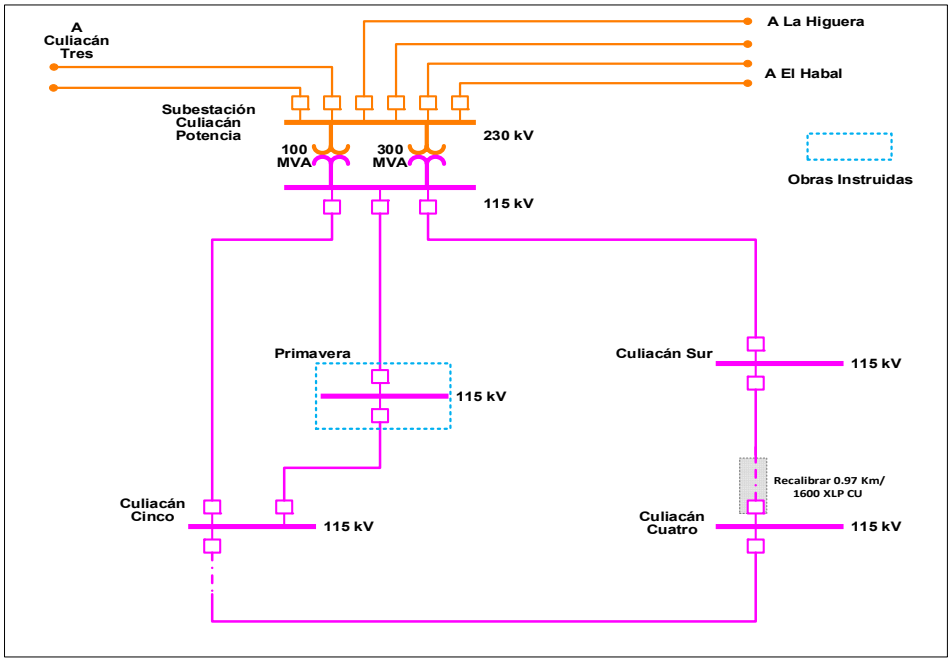


FIGURA 8.4.5.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado en 11.469 millones de pesos de 2024 (0.67 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). El costo mostrado no incluye el costo por sustitución de elementos serie, ya que se encuentra en análisis la identificación de limitantes por equipo serie en el área de influencia. El costo está calculado con base en el COPAR 2024 proporcionado por CFE. En los Cuadros 8.4.5.8 y 8.4.5.9 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 8.4.5.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Culiacán Cuatro – Culiacán Sur /1	115	2	0.97	abr-30	abr-30
Total			**0.97**		

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 8.4.5.9. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Cuatro	Modernización de equipamiento serie (TC's)	1	115	abr-30	abr-30
Culiacán Sur	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-30	abr-30
Varias	Identificación de EEP en estudio	1	115	abr-30	abr-30
Total					

El proyecto para la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado en 41.73 millones de pesos de 2024 (2.44 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). El costo mostrado no incluye el costo por sustitución de elementos serie, ya que se encuentra en análisis la identificación de limitantes por equipo serie en el área de influencia. El costo está calculado con base en el COPAR 2024 proporcionado por CFE. En los Cuadros 8.4.5.10 y 8.4.5.11 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 8.4.5.10. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Culiacán Cuatro – Culiacán Sur /2	115	2	0.97	abr-30	abr-30
Total			**0.97**		

2/ XLP 1600 CU

CUADRO 8.4.5.11. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Cuatro	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Culiacán Cuatro	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-30	abr-30
Culiacán Sur	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-30	abr-30
Total					

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.5.12 y 8.4.5.13 se presentan los resultados de la evaluación económica, el modelo de evaluación es por demanda incremental. En el Cuadro 8.4.5.14 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.5.12. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.17	80.76	80.93	1.02	10.74	79.91	7.44

CUADRO 8.4.5.13. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2028

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.07	80.76	80.93	3.37	37.92	77.56	2.05

CUADRO 8.4.5.14. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONÓMICAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	11.47	41.73
Relación Beneficio/Costo	7.44	2.05

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la Zona Culiacán.

8.4.6. Fichas de información de proyecto de la RNT[72] pertenecientes a la GCR Norte

P25-NT1 Incremento de transformación en la zona Juárez

Diagnóstico operativo

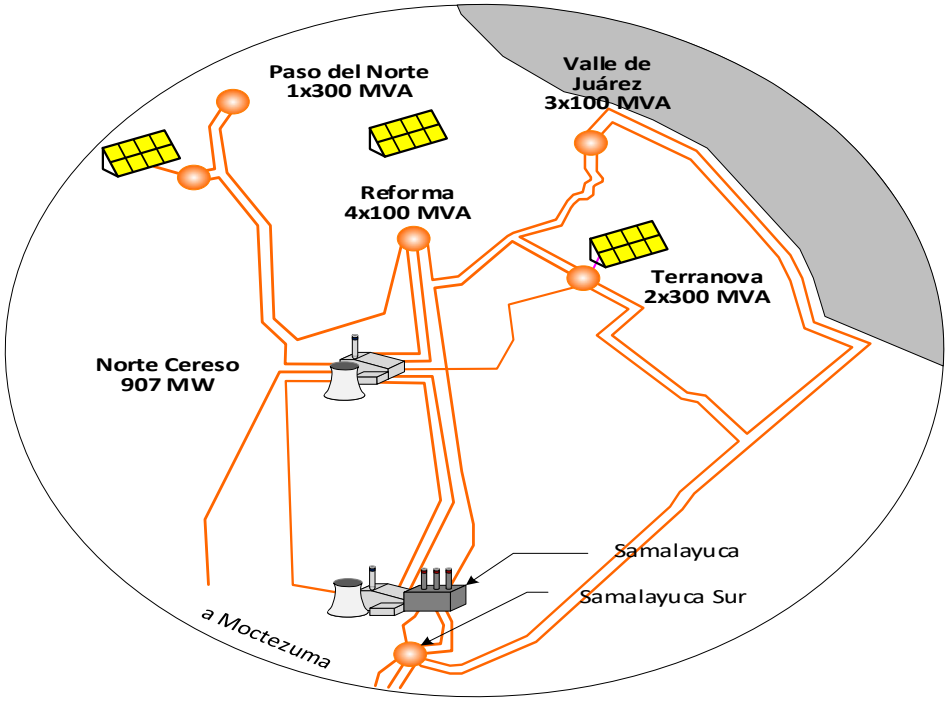
La zona urbana de Juárez atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez y sus zonas conurbadas. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de LT en los niveles de tensión de 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas (SE) que la constituyen (red anillada). En la Red Eléctrica de Ciudad Juárez se cuenta con cuatro proyectos FV, Border Solar de 150 MW en 230 kV, Parque Solar FV Conejos Médanos de 80 MW, El Rollo Solar y Juárez Renovables de 30 MW cada uno en 115 kV.

La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de 4 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, las cuales son Terranova (2X300 MVA), Paso del Norte (1x300 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4x100 MVA) para un total de 1,600 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 8.4.6.1. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las LT, así como las Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a Ciudad Juárez, Chihuahua.

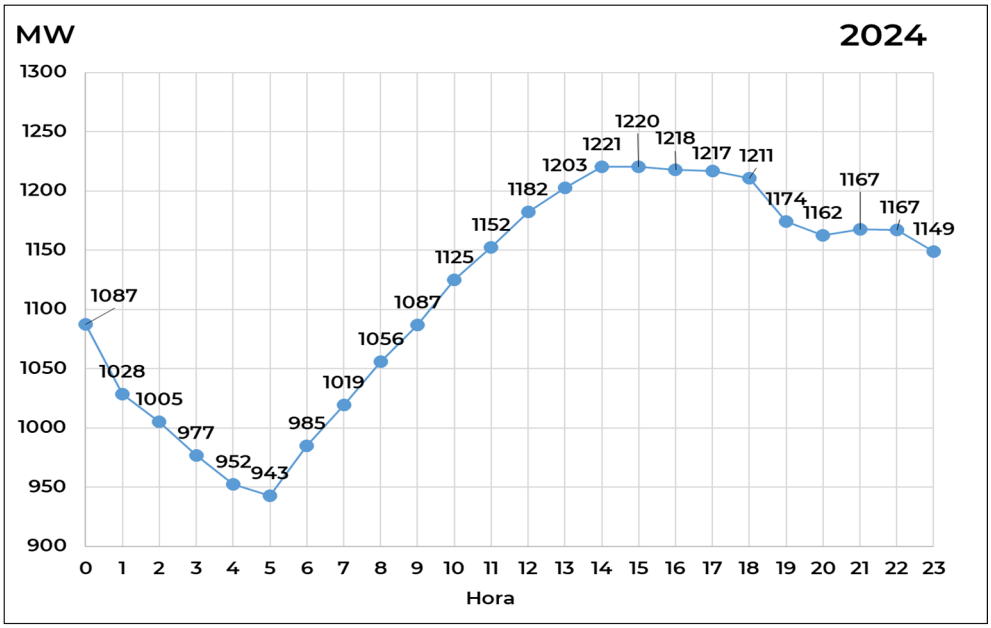
[72] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 8.4.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2024 en horario vespertino fue de 1,220 MW y en horario nocturno de 1,167 MW (Figura 8.4.6.2).

FIGURA 8.4.6.2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA HORARIA EN LA ZONA URBANA DE JUÁREZ

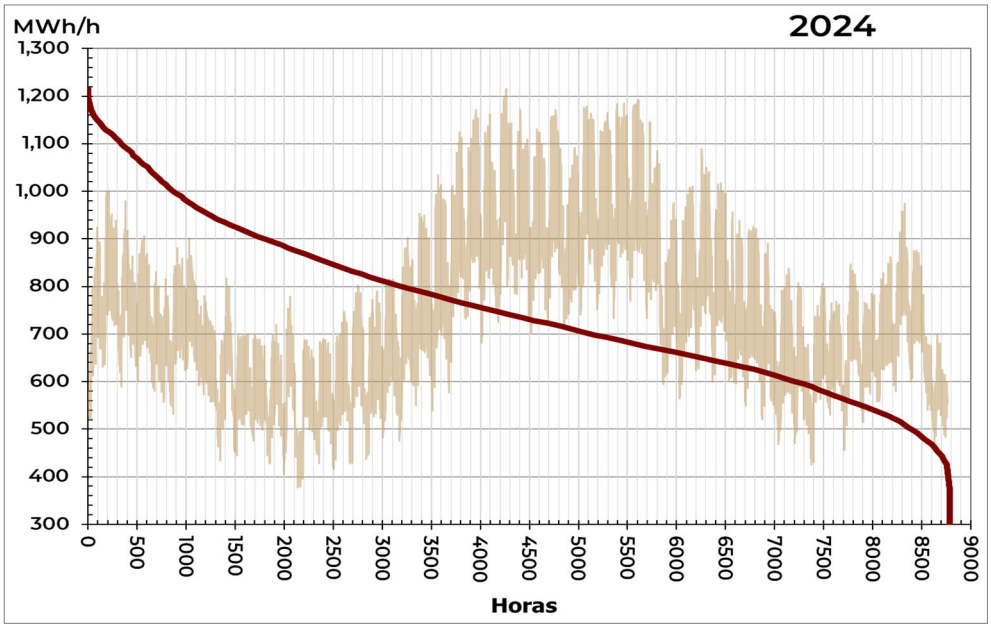


Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en el nivel de tensión de 115 kV, principalmente desde las SE Reforma y Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación de 230/115 kV de estas dos SE es de los más elevados y con mayor factor de carga de la zona. De forma similar se encuentran las SE Paso del Norte y Valle de Juárez, ubicadas al norte de Ciudad Juárez, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los usuarios dentro de la mancha urbana. En la Figura 8.4.6.3 se muestra el comportamiento de la demanda en la zona urbana de Juárez durante el 2024.

Durante 2024, debido a la diferencia en el diseño del autotransformador de Reforma (REA AT-04) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV alcanzó un flujo máximo de 100 MVA, mientras que en 2023 el flujo máximo reportado fue de 99 MVA, esto representa un 100% y un 99% de su capacidad nominal respectivamente. El autotransformador de Terranova (TER AT-99) de 300 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV presentó valores máximos de carga de 342 MVA en 2023 y 300 MVA, representando un 114%.

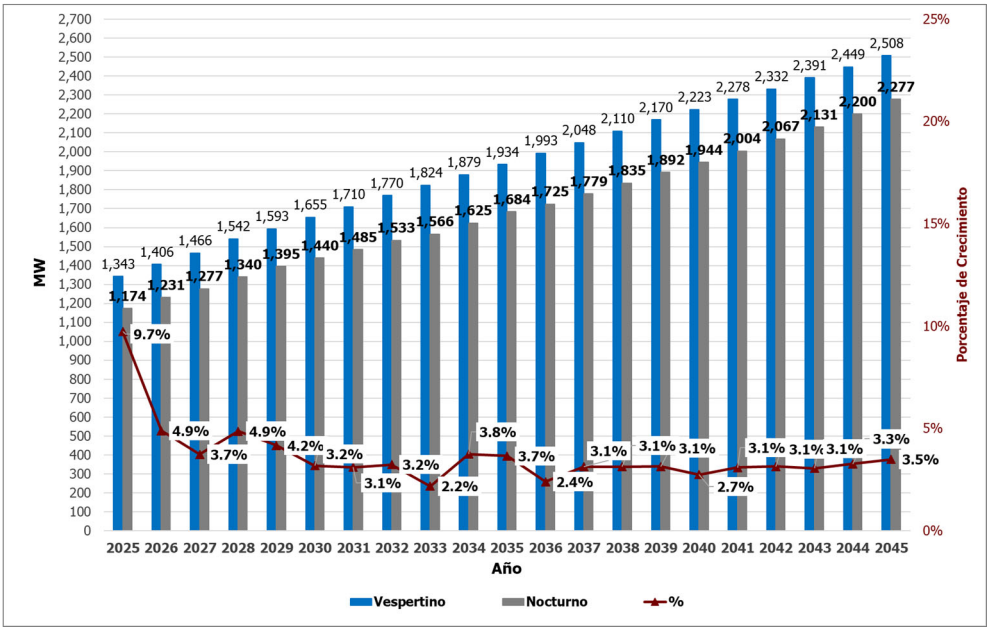
En 2024 con el objetivo de reducir la carga del AT-99 de la SE Terranova, el 21 de abril de 2024 en dicha Subestación Eléctrica se instaló un AT provisional de 100 MVA con relación de transformación 230/115 kV AT-01, sin embargo, esta medida no fue suficiente ya que en verano del mismo año el AT-99 y el AT-01 (provisional) de la SE Terranova presentaron valores máximos de carga del 100% de su capacidad nominal, además de que los AT de la SE Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4X100 MVA) han presentado cargas por arriba del 95%. Ante el disparo transformación en la SE TER y PNR, se presentarían sobrecargas en LT de 115 KV, para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial de la región de Ciudad Juárez.

FIGURA 8.4.6.3. CURVA DE DURACIÓN DE DEMANDA DE LA ZONA URBANA DE JUÁREZ EN 2024



En la Figura 8.4.6.4. se muestra el pronóstico de la demanda máxima de la zona urbana de Ciudad Juárez de acuerdo con el PDS 2025-2039.

FIGURA 8.4.6.4. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA URBANA DE JUÁREZ

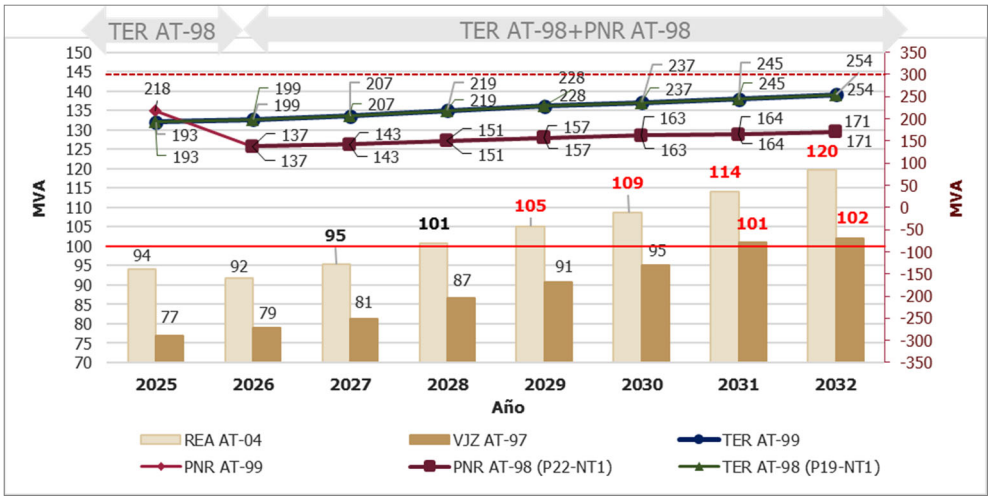


En la zona urbana se tenía el proyecto instruido P19-NT1 “Terranova Banco 2”, que consiste en un segundo autotransformador de 300 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV para la SE Terranova, dicho proyecto tiene un avance del 100% y actualmente se encuentra en operación con una FEO de 2 de diciembre de 2024. Cabe destacar que en 2024 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales habían sido condicionadas a la entrada en operación del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2”.

El proyecto P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2026. Dicho proyecto considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV en la SE Paso del Norte y 105 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Red Eléctrica de 115 kV a través de la instalación de bancos de capacitores. De acuerdo con información de la Transportista la FEO actualizada corresponde a junio de 2026.

Considerando las dos obras instruidas en operación y derivado del crecimiento natural de la demanda y al incremento de solicitudes de conexión en la zona urbana de Juárez, a partir del 2028 en condiciones de Red Eléctrica Completa (sin contingencia) se espera que se presenten cargas en REA AT-04 por arriba de su capacidad nominal (ver Figura 8.4.6.5), estas irán en aumento conforme pasan los años.

FIGURA 8.4.6.5. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMDORES DE LA ZONA JUÁREZ PARA DIFERENTES AÑOS



De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación (PDS) se espera que para el 2030 la demanda máxima coincidente de zona (DMCZ) en la zona Juárez será de 1,655 MW y 1,440 MW en horario nocturno, lo que representa un crecimiento promedio del 5.1% a 2030 y una tasa de crecimiento media anual de 3.4 % a 15 años (Figura 8.4.6.4). Por lo tales motivos, en caso de no proponer obras de ampliación que solvente la problemática de sobrecarga se tendría energía en riesgo.

En las Figura 8.4.6.6 a la 8.4.6.9 se muestran la curva de duración de carga de los bancos de Reforma AT-04 y Valle de Juárez AT-97, AT-98 y AT-99, en la condición de demanda máxima de 2024 y pronóstico para 2030. Es decir, en caso de no programar obras de Ampliación para con Fecha Factibles de Operación (FEOF) de 2030, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún autotransformador existe la probabilidad de Energía No Suministrada (ENS) por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

FIGURA 8.4.6.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE REFORMA AT-04 EN 2024 Y PRONOSTICO PARA 2030

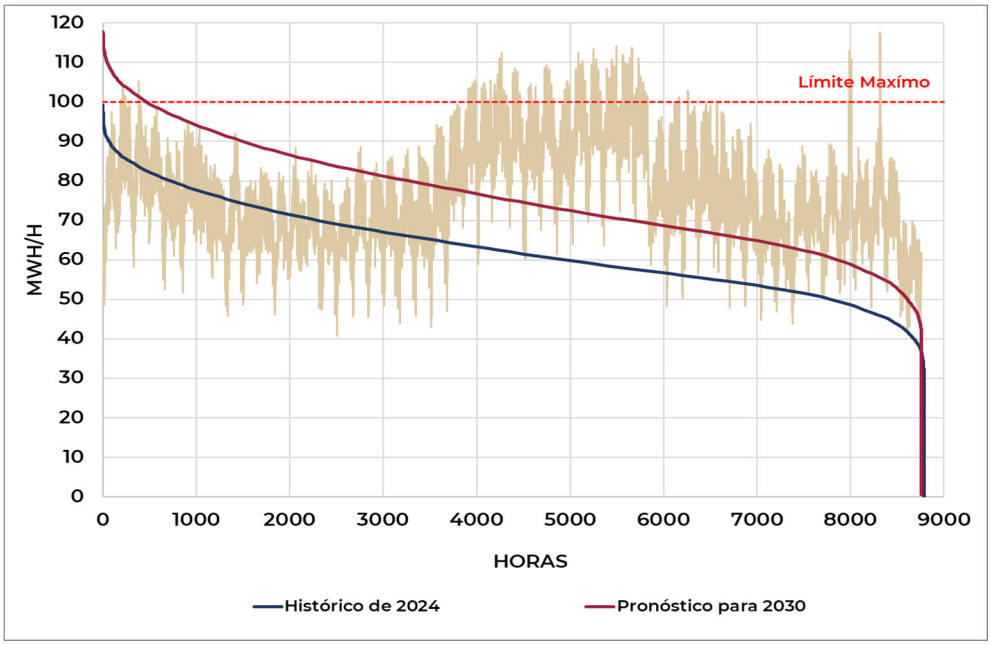
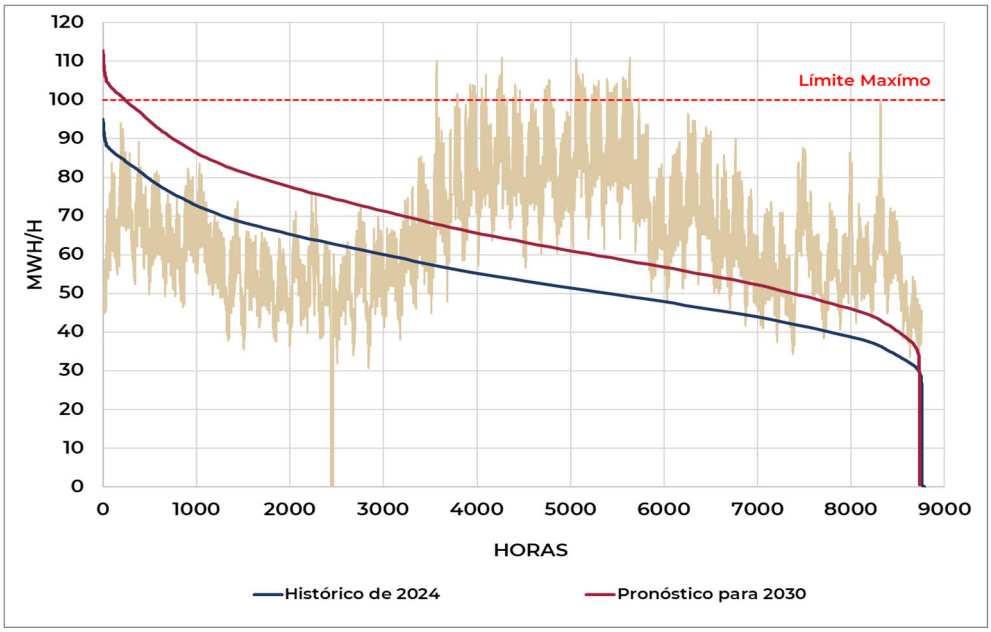


FIGURA 8.4.6.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE VALLE DE JUÁREZ AT-97 EN 2024 Y PRONOSTICO PARA 2030



El tiempo en que el autotransformador de Reforma (REA AT-04) operaría por arriba de su capacidad nominal sería de aproximadamente 458 horas y los autotransformadores de Valle de Juárez (VJZ AT-97, VJZ AT-98 y VJZ

AT-99) operarían por arriba de su capacidad nominal sería de aproximadamente 223, 469 y 359 horas respectivamente, impactando en la vida útil de estos.

Considerando la infraestructura actual de transmisión y transformación, así como las obras programadas del segundo autotransformador en la SE Paso del Norte (instruido en 2022 con clave PEM P22-NT1) de 300 MVA, con relación de transformación 230/115 kV y la demanda máxima en el PDS 2025-2039 de la zona de influencia para 2030 de 1,440 MW en horario nocturno (sin CE FV), la carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) del autotransformador en la SE Reforma (AT-04) de 100 MVA operaría por arriba >100% de su capacidad nominal, mientras que el resto de los AT de las SE Reforma y Valle de Juárez estarían operando por arriba del >95% de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de contingencia sencilla de una de las LT en 230 kV y/o 115 kV y/o ante el disparo de transformación de 230 a 115 kV ocasiona sobrecargas en los otros autotransformadores de la región, por arriba del límite permitido del 120 % de carga y sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es alto. Por esta situación, en caso de no proponer obras de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras. Acción necesaria para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la zona urbana de Juárez y evitar eventos como el descrito anteriormente.

FIGURA 8.4.6.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE VALLE DE JUÁREZ AT-98 EN 2024 Y PRONOSTICO PARA 2030

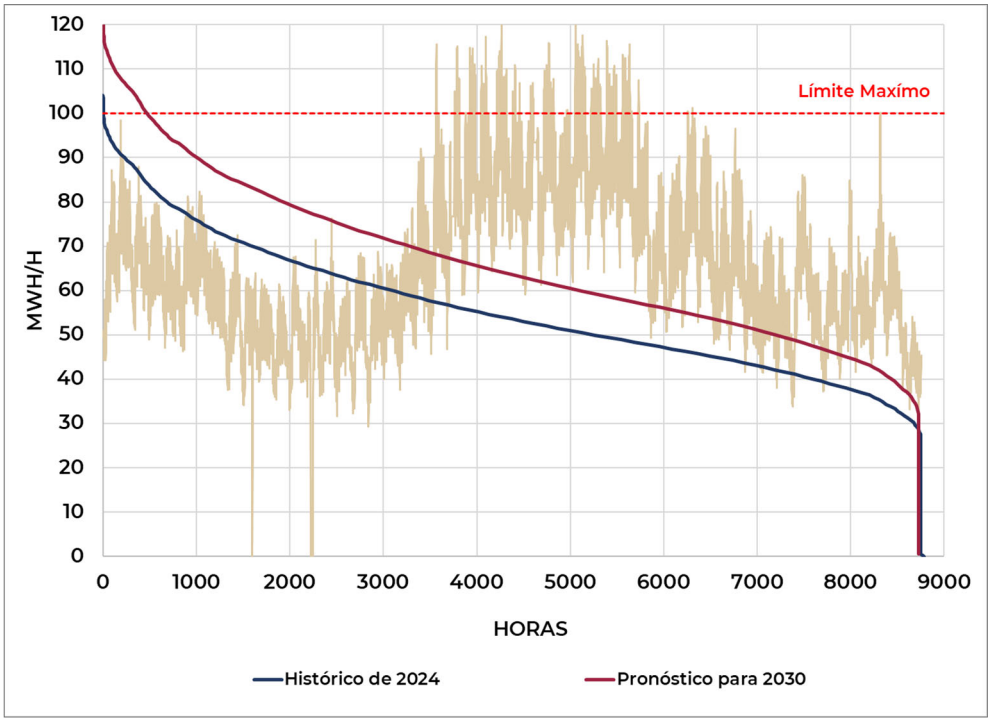
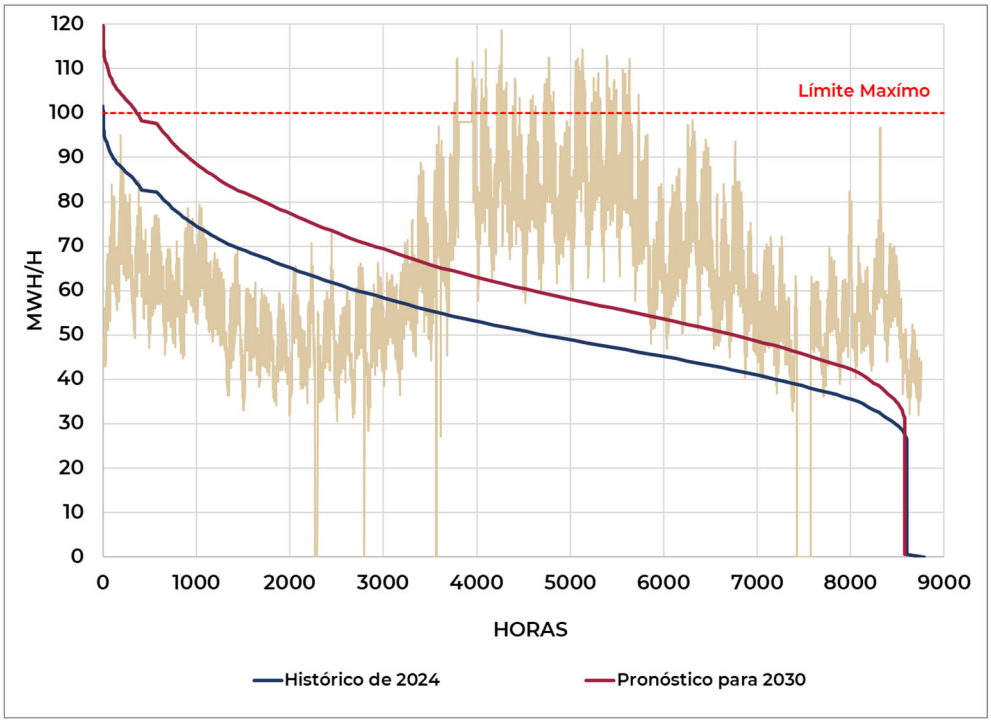


FIGURA 8.4.6.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE VALLE DE JUÁREZ AT-99 EN 2024 Y PRONOSTICO PARA 2030



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la zona urbana de Juárez manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en la construcción de una nueva SE denominada Juárez Potencia con 300 MVA de capacidad de trasformación instalados e intercambios de autotransformadores ubicados en la SE Ascensión II y Reforma.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN

- Instalación de un nuevo banco de transformación de 300 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 230/115 kV en la SE Juárez Potencia compuesto por 4 unidades monofásicas de 100 MVA cada una (incluye fase de reserva) (1).
- Traslado e instalación del AT 04 de la SE Reforma de 100 MVA de capacidad instalada compuesto por 4 unidades monofásicas de 33.33 MVA cada uno (incluye fase de reserva) a la SE Ascensión II (2).
- Traslado e instalación del AT 98 de la SE Ascensión II de 100 MVA de capacidad instalada compuesto por 4 unidades monofásicas de 33.33 MVA cada uno (incluye fase de reserva) a la SE Reforma (3).

OBRAS DE TRANSMISIÓN:

- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 0.5 km, compuesta por dos conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada y operada en 230 kV para entroncar la actual LT Valle de Juárez- 93470-Samalayuca Sur en la nueva SE Juárez Potencia (4).
- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 3.5 km, compuesta por un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada y operada en 115 kV para entroncar la actual LT Sauzal –73530- Zaragoza en la nueva SE Juárez Potencia (5).
- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 8.5 km, compuesta por un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada y operada en 115 kV para entroncar la actual LT Terranova – 73440 – Patria en la nueva SE Juárez Potencia (6).
- Construcción de una Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 8.5 km, compuesta por un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada y operada en 115 kV para entroncar la actual LT Terranova – 73430 – Granjero en la nueva SE Juárez Potencia (7).

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un banco de capacitores de 45 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Juárez Potencia (8).

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Construcción de dos alimentadores aislados y operados en 230 kV en la SE Juárez Potencia para el entronque de la actual LT Valle de Juárez - 93470 -Samalayuca Sur (9).
- Construcción de seis alimentadores aislados y operados en 115 kV en la SE Juárez Potencia para el entronque de la actual LT Sauzal –73530- Zaragoza, Terranova – 73440 – Patria y Terranova – 73430 – Granjero (10).

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la sustitución de bancos de transformación en la SE Reforma (4x100 MVA) y Valle de Juárez (3X100 MVA) de 230/115 kV por bancos de transformación de mayor capacidad.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN

- Instalación de dos bancos de transformación de 225 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 230/115 kV en la SE Valle de Juárez compuesto por 7 unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) (1).
- Instalación de dos bancos de transformación de 225 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 230/115 kV en la SE Reforma compuesto por 7 unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) (2).

EQUIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Adecuaciones en la SE Reforma y Valle de Juárez, asociadas con la conexión que pudiera surgir de una revisión detallada por el Transportista de la CFE (3).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las 8.4.6.10 y 8.4.6.11 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.6.10. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

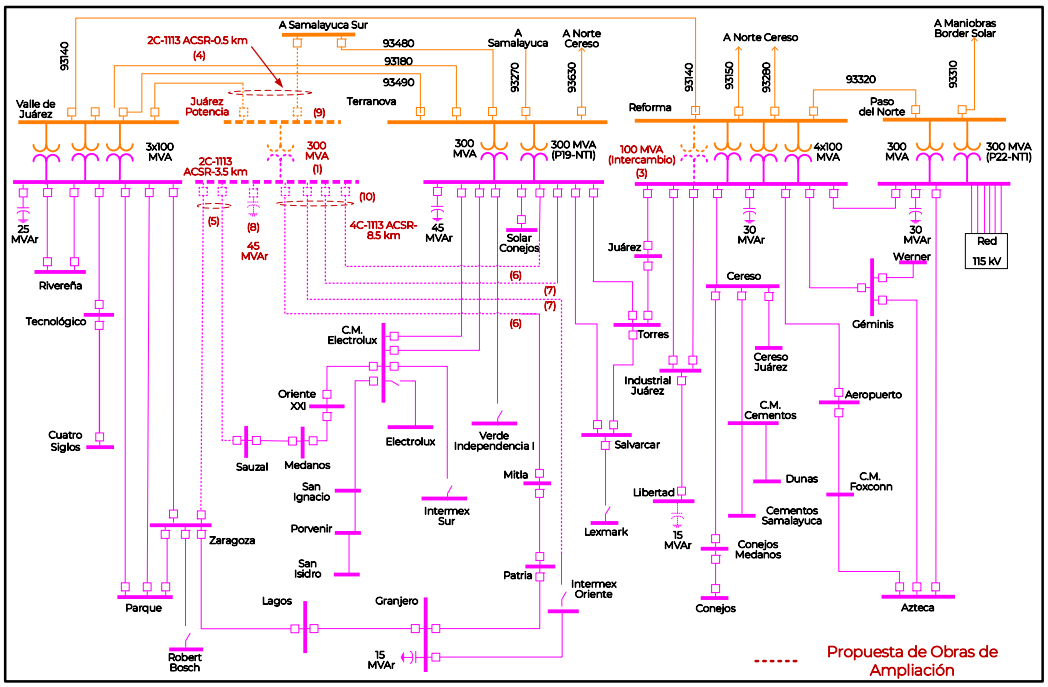
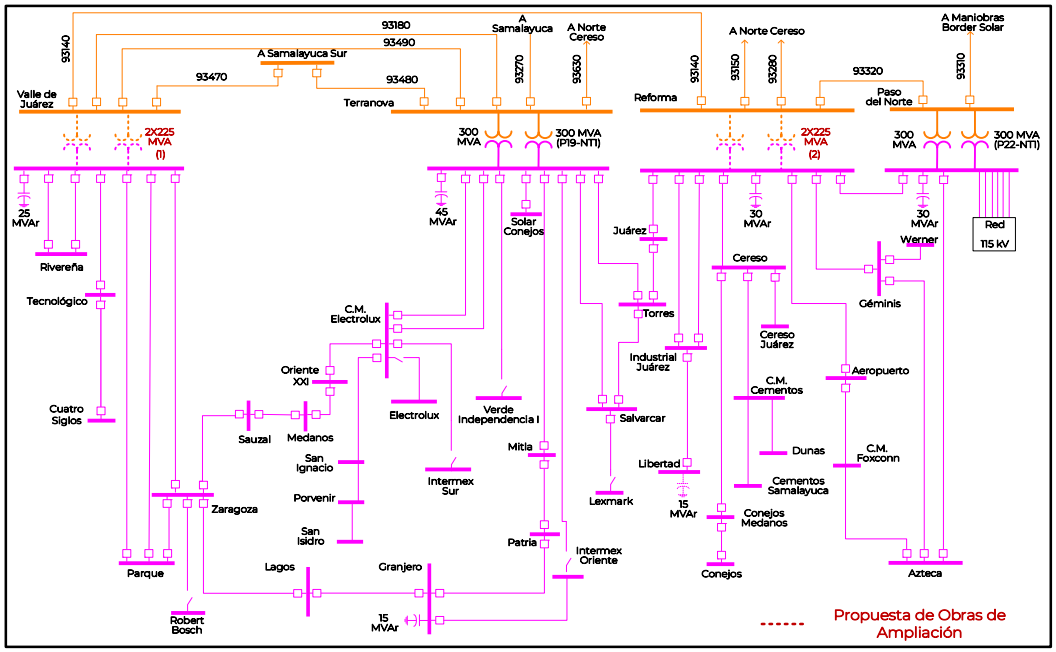


FIGURA 8.4.6.11. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 796.7 millones de pesos de 2024 (46.59 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta en la construcción de 42 km-c de Línea de Transmisión en 230 y 115 kV y un incremento de 300 MVA de transformación de 230/115 kV. Los Cuadros 8.4.6.1 al 8.4.6.4 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.6.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Banco 1 Nueva Subestación Eléctrica (Juárez Potencia)	4	AT	100	230/115	abr-29	Norte
Intercambio de Reforma AT-04 por Asención AT-98	4	AT	33.3	230/115	abr-29	Norte
Total			**533.3**			

CUADRO 8.4.6.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Juárez Potencia entronque Valle de Juárez – Samalayuca (93470)	230	2	1	abr-29	Norte
Juárez Potencia entronque Sauzal - Zaragoza (73530)	115	2	7	abr-29	Norte
Juárez Potencia entronque Terranova - Patria (73440)	115	2	17	abr-29	Norte
Juárez Potencia entronque Terranova - Granjero (73430)	115	2	17	abr-29	Norte
Total			**5.16**		

CUADRO 8.4.6.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Juárez Potencia (MVAr)	Capacitor	115	45.0	abr-29	Norte
Total			**45.0**		

CUADRO 8.4.6.4. OBRAS DE EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juárez Potencia (MVAr)	Alimentador ampliación	2	230	abr-29	abr-31
Juárez Potencia (MVAr)	Alimentador ampliación	6	115	abr-29	abr-31
Total		**8**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 770.50 millones de pesos de 2024 (45.06 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa considera un incremento de 200 MVA de transformación de 230/115 kV. El Cuadro 8.4.6.5 muestra el resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.6.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Reforma Bancos 01, 02, 03, y 04 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-30	Norte
Valle de Juárez Bancos 97, 98 y 99 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-30	Norte
Total			**1,050**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.6.6. y 8.4.6.7. se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de demanda incremental y en el Cuadro 8.4.6.8. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.6.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
10608.51	5.96	10614.47	8950.93	796.68	1663.54	2.29

CUADRO 8.4.6.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
10061.21	54.31	10115.52	8558.93	770.50	1556.58	2.22

CUADRO 8.4.6.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	**Mayor**	Menor
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	**Mayor**	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	796.68	**770.50**
Relación Beneficio/Costo	**2.29**	2.22

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona de carga de la zona urbana de Juárez.

P25-NT2 Incremento de Transformación en la zona La Laguna

Diagnóstico operativo

La Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Laguna atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo, San Pedro, Francisco I. Madero y Matamoros de los estados de Coahuila y Durango. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión (LT) en el nivel de tensión de 400, 230 y 115 kV que interconectan a las Subestaciones Eléctricas (SE) de la zona.

La ZOT Laguna cuenta con una Subestación Eléctrica de 400/230/115 kV y tres Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV, para una capacidad nominal total de transformación actual hacia la red de 115 kV de 1,550 MVA, y de 400/230 kV con una capacidad nominal de 375 MVA.

En la Figura 8.4.6.12. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las principales Subestaciones Eléctricas que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Laguna.

FIGURA 8.4.6.12. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



La demanda máxima de la zona Laguna en 2024 fue de 1,281 MW sin considerar las pérdidas en el sistema. Para el año 2031, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación 2025-2039 (PDS) publicado por el CENACE se pronostica una carga máxima en la zona de 1,478 MW en escenario nocturno, lo que representa un incremento de carga promedio del 1.8% por año (Figura 8.4.6.13). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran alimentadas por las SE Torreón Sur y Gómez Palacio en nivel de 115 kV, además que reciben la mayor parte de generación proveniente de la zona Camargo, por la compuerta Camargo Dos (CGD)-Gómez Palacio (GPL).

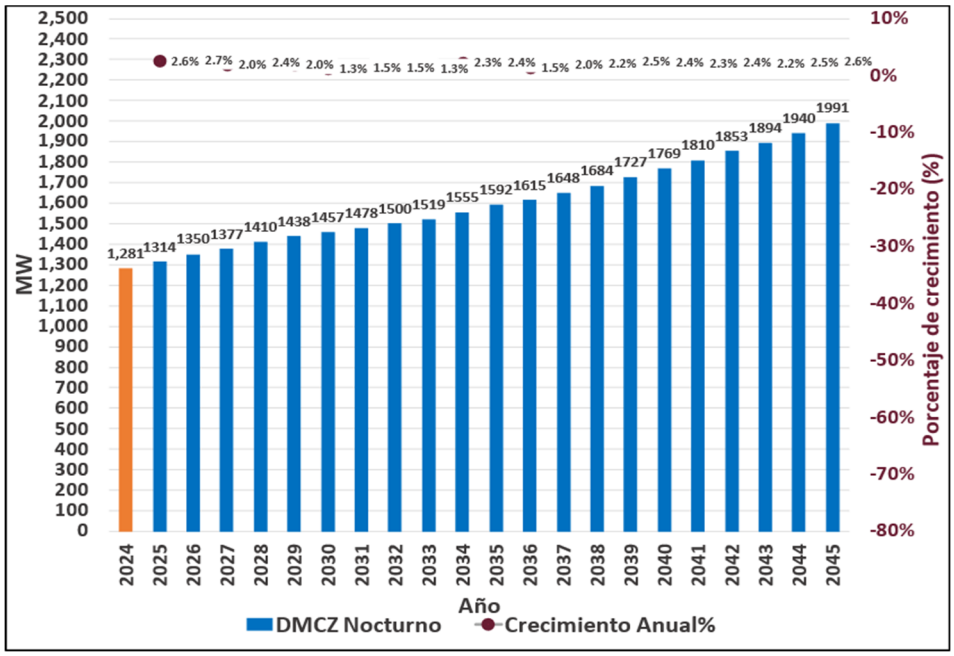
En la Red Eléctrica de 115 kV de la SE GPL se encuentra la CCC Iberdrola Laguna (IEL) de 543 MW de Capacidad Neta, actualmente ante diferentes despachos de generación de la CCC IEL, al evaluar el disparo de medio ciclo

de la CCCIEL o el disparo de transformación de 400/115 kV en la SE Torreón Sur o 230/115 kV en la SE Nazas, provoca bajas tensiones, sobrecarga en los autotransformadores y sobrecargas en LT de la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la zona Laguna. Como manera preventiva se realiza la Estrategia Operativa de seccionar la Red Eléctrica, con la apertura de hasta 11 Líneas de Transmisión de 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia. Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto Zona La Laguna (P16-NT1) el cual consiste en la instalación de un nuevo banco de transformación de 375 MVA, con relación 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva Línea de Transmisión y la recalibración de otras más en la Red Eléctrica de 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020, pero se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada para marzo de 2025.

De acuerdo con el crecimiento de la demanda y considerando el proyecto instruido P16-NT1 en la zona Laguna, para el escenario nocturno de verano de 2031 se presenta la necesidad de la instalación de un banco de transformación con relación 230/115 kV y bancos de capacitores en 115 kV.

En la Figura 8.4.6.13. se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona Laguna en 2024; así como una proyección para los próximos años.

FIGURA 8.4.6.13. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE LA ZOT LAGUNA EN PDS 2025-2045



De acuerdo con los pronósticos de demanda para el año 2031 en un escenario nocturno de verano, la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica ocasionaría que se presenten flujos de potencia en autotransformadores fuera de sus límites operativos permisibles y este empeorará para los siguientes años. Cabe mencionar que esta condición de demanda prevalece mientras se tiene fuera la generación FV.

La contingencia sencilla más severa en la zona de influencia es la salida de la LT Torreón Sur – Revolución, ocasionando una sobrecarga del 110% de su capacidad nominal en el AT-98 de la SE Andalucía (100 MVA de capacidad). Cabe mencionar que la restricción se determina con lo estipulado en los criterios de planeación ante

condiciones N-1, establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red (CdR).

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2031, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la zona Laguna, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en la instalación de un banco de transformación en la SE Andalucía de 100 MVA y relación de transformación de 230/115 kV y la instalación de 3 bancos de capacitores en diferentes Subestaciones Eléctricas de la zona.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un tercer banco de transformación de 100 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 230/115 kV en la SE Andalucía compuesto por tres unidades monofásicas de 33.33 MVA (no incluye fase de reserva).

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE San Pedro.
- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE El Vergel.
- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Miravalle.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la sustitución de bancos de transformación en la SE Andalucía de 230/115 kV por un banco de transformación de mayor capacidad.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Sustitución e instalación de un nuevo banco de transformación en la SE Andalucía de 400 MVA de capacidad instalada y relación de transformación de 115/230 kV compuesto por 4 unidades monofásicas de 100 MVA cada uno (incluye fase de reserva) por los 2 existentes en la SE Andalucía.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE San Pedro.
- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE El Vergel.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2031.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2031.

En las Figuras 8.4.6.14. y 8.4.6.15. se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.6.14. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

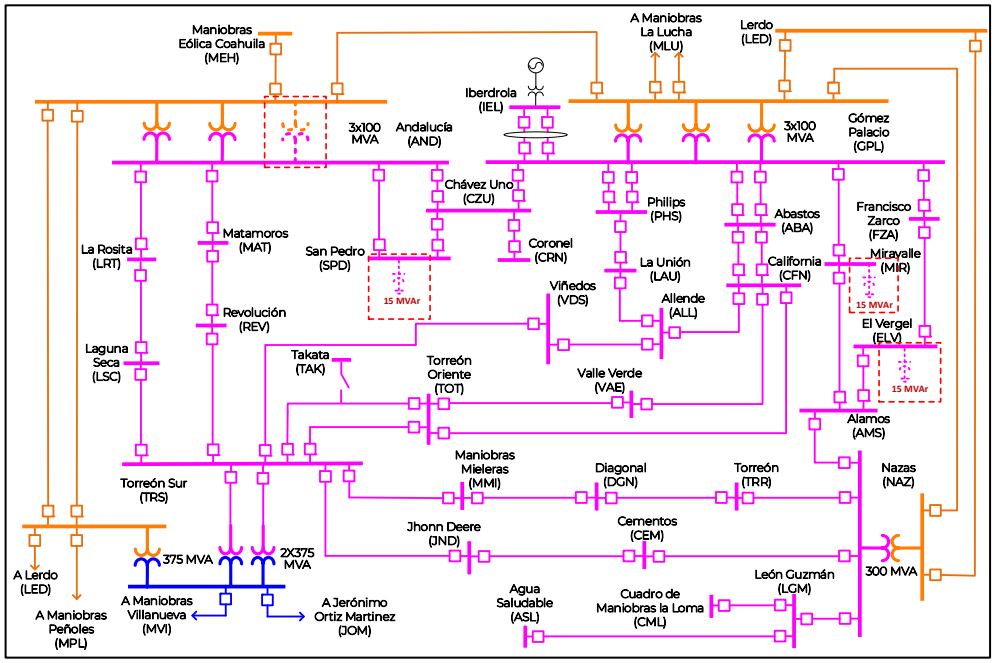
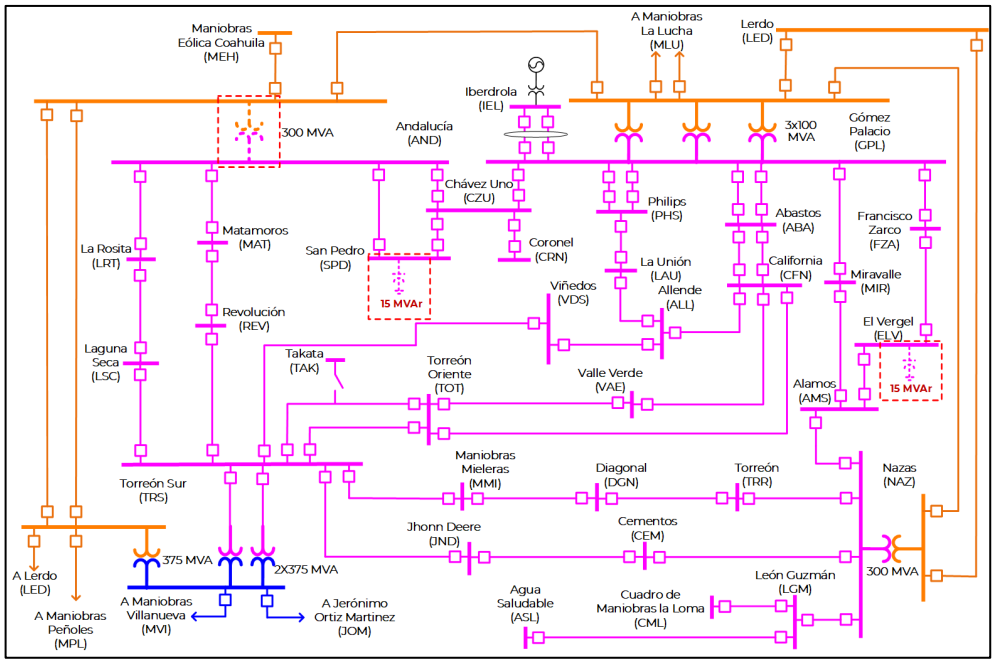


FIGURA 8.4.6.15. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 278.66 millones de pesos de 2024 (16.29 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un banco de transformación compuesto de 3 unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una, con relación de transformación 230/115 kV y la instalación de 3 bancos de capacitores de 15 MVAr en la Red Eléctrica de 115 kV.

Los Cuadros 8.4.6.9. al 8.4.6.10. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.6.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Andalucía Banco 3 (ampliación)	3	AT	100.0	230/115	abr-31	Norte
Total			**100.0**			

CUADRO 8.4.6.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
San Pedro (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-31	Norte
El Vergel (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-31	Norte
Miravalle (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-31	Norte
Total			**45.0**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 342.50 millones de pesos de 2024 (20.02 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un banco de transformación compuesto de 4 unidades monofásicas de 100 MVA cada una, con relación de transformación 230/115 kV y 2 bancos de capacitores de 15 MVAr en Red Eléctrica de 115 kV.

Los Cuadros 8.4.6.11. y 8.4.6.12. muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.6.11. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Andalucía Banco 3 (sustitución)	4	AT	400.0	230/115	abr-31	Norte
Total			**400.0**			

CUADRO 8.4.6.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
San Pedro (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-31	Norte
El Vergel (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-31	Norte
Total			**30**		

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.6.13. y 8.4.6.14. se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de demanda incremental y en el Cuadro 8.4.6.15. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.6.13. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2337.49	94.06	2431.54	1868.46	278.662	563.09	2.22

CUADRO 8.4.6.14. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2090.52	91.15	2181.67	1663.90	342.508	517.77	1.66

CUADRO 8.4.6.15. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	**Mayor**	Menor
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	**278.66**	342.50
Relación Beneficio/Costo	**2.22**	1.66

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y estudios económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Laguna.

P25-NT3 Soporte de Tensión en la Zona Cuauhtémoc

Diagnóstico operativo.

La Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Chihuahua atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Cuauhtémoc, así como a la ciudad de Chihuahua y su zona conurbada. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión (LT) en el nivel de tensión de 230 y 115 kV que interconectan a las Subestaciones Eléctricas (SE) de la zona.

La región Cuauhtémoc cuenta con cuatro Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV, para un total actual de 700 MVA de capacidad nominal de transformación instalada. El suministro eléctrico para la región Cuauhtémoc es a través de tres Líneas de Transmisión en 230 kV que se conectan desde las SE El Encino y Encino II y dos Líneas de Transmisión en 115 kV que se conectan desde la SE División del Norte de la zona urbana de Chihuahua. Estas Líneas de Transmisión tienen una distancia de aproximadamente 120 km.

Por la Red Eléctrica de 115 kV se brinda suministro eléctrico que alimenta carga de tipos agrícola y minera, así como habitacional y comercial de las localidades de Palmarejo, Creel, Basaseachi, Nicolás Bravo, Álvaro Obregón y Cuauhtémoc, pertenecientes al estado de Chihuahua. La Red Eléctrica de la región Cuauhtémoc presenta una topología radial, lo que complica el control de tensión en la región, incluso con Red Eléctrica Completa (sin

contingencia) y ante ciertas contingencias sencillas (N-1) como la pérdida de Líneas de Transmisión y/o elementos de compensación capacitiva.

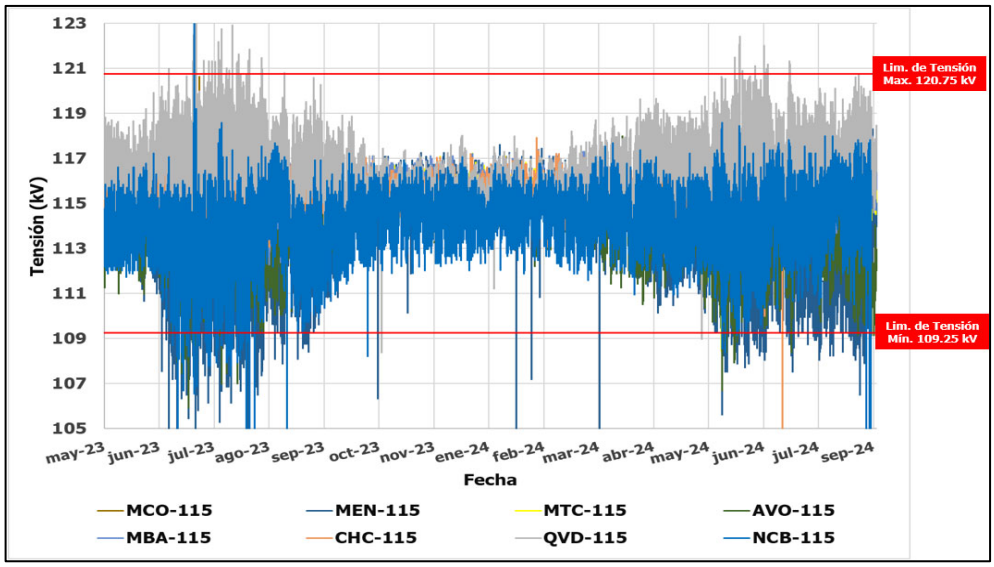
En la Figura 8.4.6.16. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las principales Subestaciones Eléctricas que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica en la región Cuauhtémoc.

FIGURA 8.4.6.16. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



La demanda máxima de la región Cuauhtémoc en 2024 fue de 572 MW sin considerar las pérdidas en el sistema, para el 2030, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación 2025-2039 (PDS) publicado por el CENACE se pronostica una carga máxima en la zona de 659 MW lo que representa un incremento de carga promedio del 2% por año (Figura 8.4.6.17). Actualmente derivado al crecimiento normal de la demanda en la zona de Cuauhtémoc, se han presentado tensiones menores a los establecidos en el Código de Red (0.95 pu.), ver Figura 8.4.6.17.

FIGURA 8.4.6.17. COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN EN REGIÓN CUAUHTÉMOC



La topología de la Red Eléctrica de la región dificulta la regulación de tensión en las Subestaciones Eléctricas más alejadas, ocasionando en algunos escenarios operativos con Red Eléctrica Completa (sin contingencia) la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Esta condición empeorará para los próximos años y ante contingencia sencilla (n-1) se presentarían tensiones inoperables, lo que llevaría a afectaciones de carga y a un posible colapso de la región. Ver Figura 8.4.6.18.

En la región se cuenta con el proyecto instruido P22-NT2 “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” el cual fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido en el 2022 por parte de la SENER, con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. En la Figura 8.4.6.19. se puede observar la demanda que se puede suministrar teniendo este proyecto en operación. El proyecto P22-NT2 considera la instalación de cuatro bancos de capacitores en diferentes Subestaciones Eléctricas de 115 kV de la región Cuauhtémoc, para un total de 55 MVAr de compensación de potencia reactiva capacitiva. Sin embargo, esta medida no será suficiente para mantener un perfil de tensión adecuado en los próximos años. Se debe considerar que, de acuerdo con información de la Transportista la fecha de entrada en operación para diciembre de 2026.

FIGURA 8.4.6.18. CURVA PV DE LA REGIÓN CUAUHTÉMOC SIN PROYECTO INSTRUIDO P22-NT2

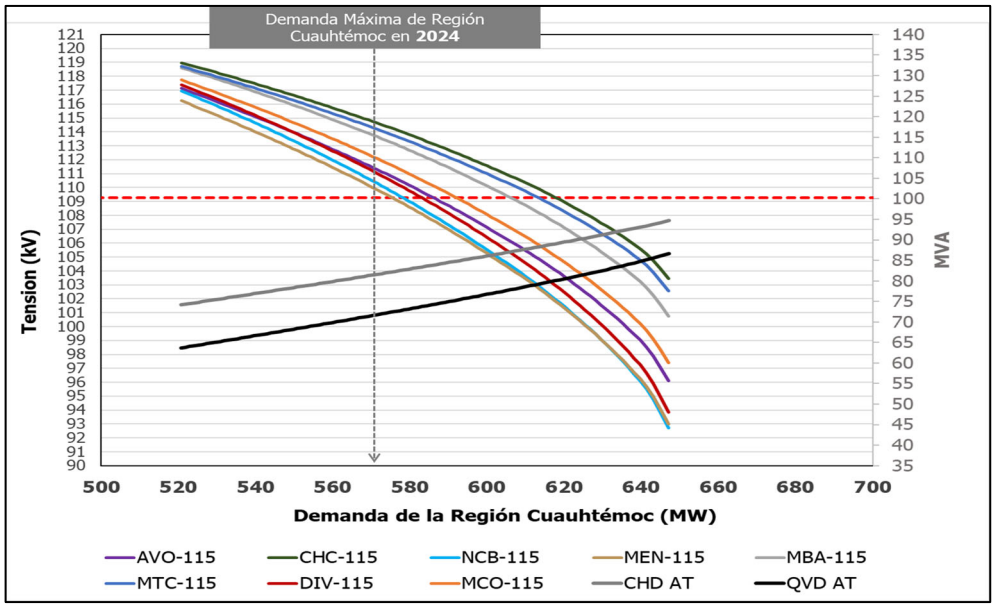
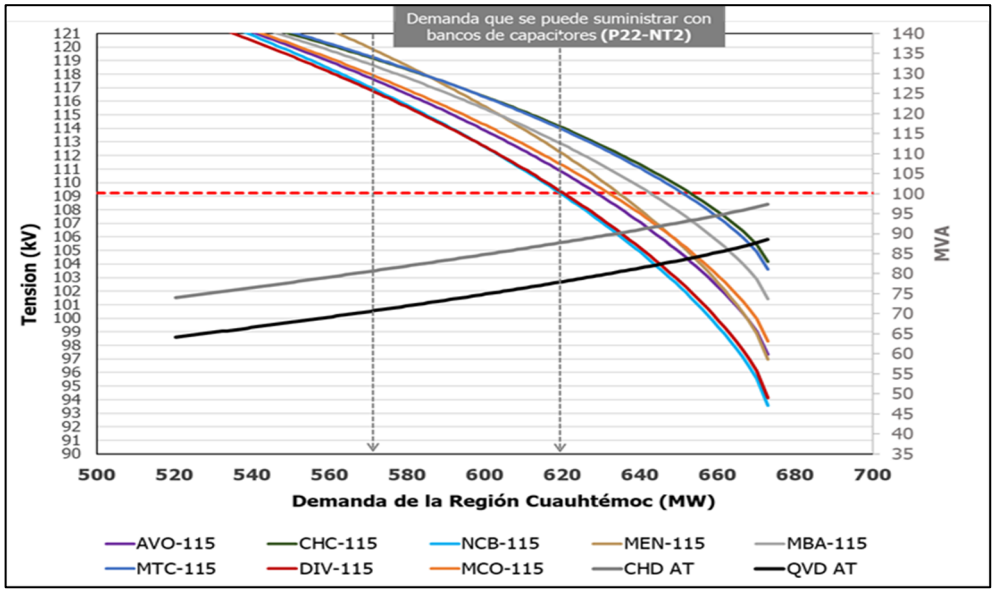
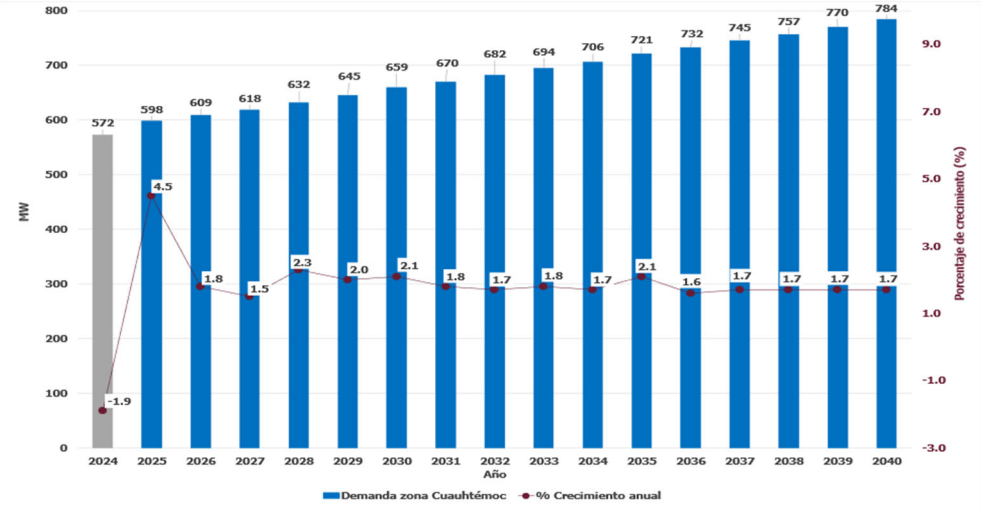


FIGURA 8.4.6.19. CURVA PV DE LA REGIÓN CUAUHTÉMOC CON PROYECTO INSTRUIDO P22-NT2



En la Figura 8.4.6.20. se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la región Cuauhtémoc en 2024; así como una proyección para los próximos años.

FIGURA 8.4.6.20. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE LA REGIÓN CUAUHTÉMOC EN PDS 2025-2045

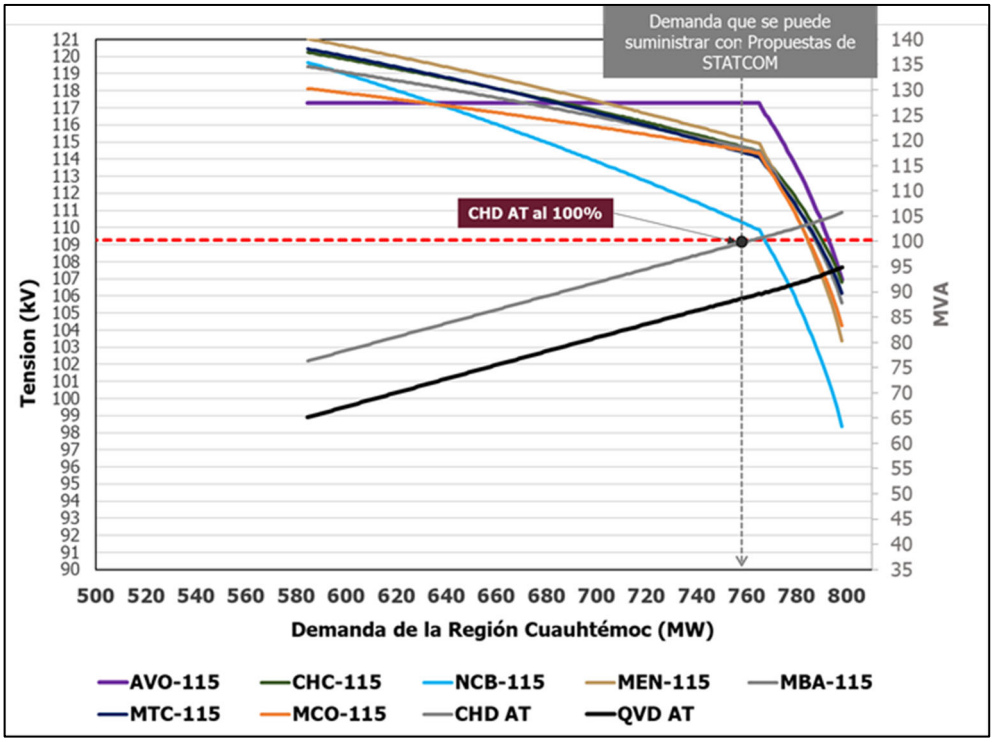


De acuerdo con los pronósticos de demanda para el 2030, la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica ocasionaría tensiones fuera de sus límites operativos permisibles y esa condición empeorará para los siguientes años. Cabe mencionar que las tensiones fuera de sus límites permisibles se presentan en los escenarios operativos de verano.

La contingencia sencilla más severa en la zona de influencia es la salida de la LT en 230 kV Encino II – 93860 - Cuauhtémoc II, ocasionando problemas de bajas tensiones (menor a 0.95 pu.). Cabe mencionar que la restricción se determina de acuerdo con lo estipulado en los criterios de planeación ante condiciones N-1, establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red (CdR).

En la Figura 8.4.6.21. se muestra la demanda que se puede suministrar en la región Cuauhtémoc si se considera la instalación de un STATCOM.

FIGURA 8.4.6.21. CURVA PV DE LA REGIÓN CUAUHTÉMOC CONSIDERANDO UN STATCOM



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la región Cuauhtémoc, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en la instalación de STATCOM de +/- 100MVAr de capacidad en la SE Álvaro Obregón, además de 3 bancos de capacitores en diferentes Subestaciones Eléctricas de la zona.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Un equipo de compensación dinámica tipo STATCOM, con capacidad de +/- 100 MVAr (100 inductivo, 100 capacitivo) en el nivel de tensión de 115 kV en la SE Álvaro Obregón, incluye alimentador.
- Un banco de capacitores de 45 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Cuauhtémoc Dos.
- Un banco de capacitores de 45 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Quevedo.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Namiquipa.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la instalación de dos STATCOM de +/- 150 MVAr y +/- 50 MVAr de capacidad en diferentes Subestaciones Eléctricas de la zona.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Un equipo de compensación dinámica tipo STATCOM, con capacidad de +/- 150 MVAr (150 inductivo, 150 capacitivo) en el nivel de tensión de 115 kV en la SE Álvaro Obregón, incluye alimentador.
- Un equipo de compensación dinámica tipo STATCOM, con capacidad de +/- 50 MVAr (50 inductivo, 50 capacitivo) en el nivel de tensión de 115 kV en la SE Cahuisori Potencia, incluye alimentador.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.6.22. y 8.4.6.23. se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 8.4.6.22. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

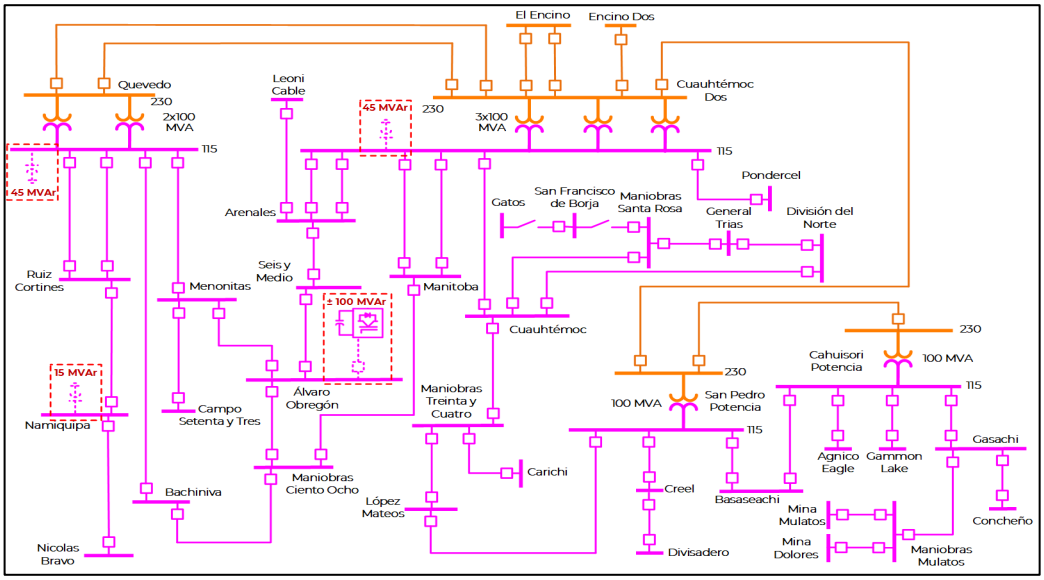
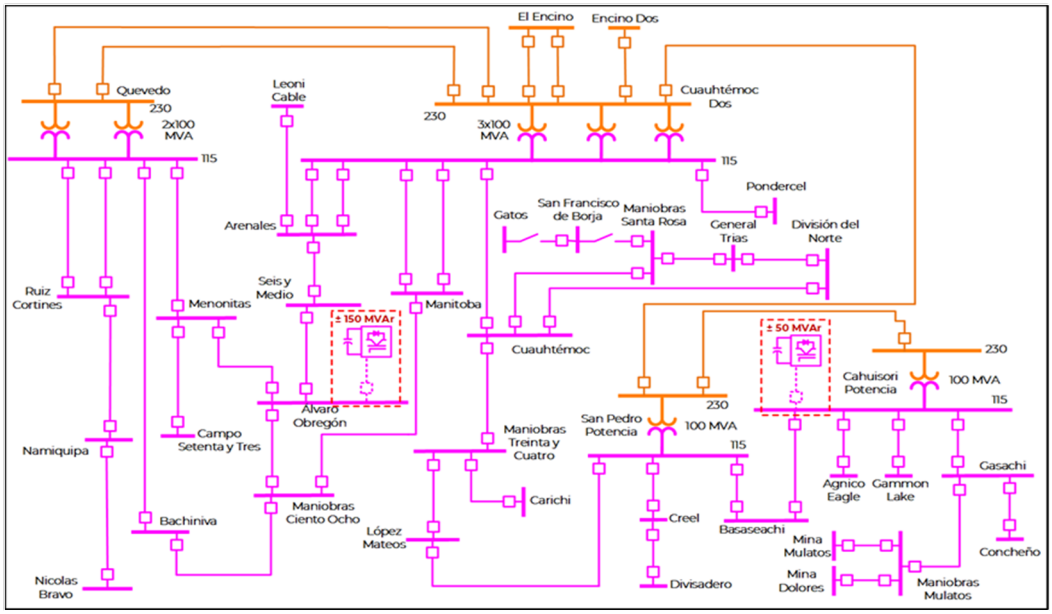


FIGURA 8.4.6.23. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 463.79 millones de pesos de 2024 (27.12 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un STATCOM con capacidad de +/- 100 MVAr en el nivel de tensión de 115 kV, 3 bancos de capacitores en la Red Eléctrica de 115 kV para un total de 305 MVAr.

El Cuadro 8.4.6.16. muestra el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 8.4.6.16. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Álvaro Obregón (MVAr)	STATCOM	115	100 (Ind.) / 100 (Cap.)	abr-30	abr-30
Cuauhtémoc Dos (MVAr)	Capacitor	115	45	abr-30	abr-30
Quevedo (MVAr)	Capacitor	115	45	abr-30	abr-30
Namiquipa (MVAr)	Capacitor	115	15	abr-30	abr-30
Total			**305**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 503.82 millones de pesos de 2024 (29.46 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de dos equipos de compensación dinámica tipo STATCOM, uno con capacidad de +/- de 150 MVAr y otro de +/- 50 MVAr, ambos en la Red Eléctrica de 115 kV.

El Cuadros 8.4.6.17. muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.6.17. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Álvaro Obregón (MVAr)	STATCOM	115	150 (Ind.) / 150 (Cap.)	abr-30	abr-30
Cahuisori Potencia (MVAr)	STATCOM	115	50 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-30	abr-30
Total			**200**		

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.6.18. y 8.4.6.19. se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de demanda incremental y en el Cuadro 8.4.6.20. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.6.18. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1840.15	99.57	1939.72	1085.63	463.798	854.08	2.02

CUADRO 8.4.6.19. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1466.04	90.64	1556.69	981.60	503.81	575.08	1.25

CUADRO 8.4.6.20. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	**Mayor**	Menor
Límite de Transmisión	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	**Mayor**	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	**463.798**	503.81
Relación Beneficio/costo	**2.02**	1.25

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la Región Cuauhtémoc.

8.4.7. Fichas de información de proyecto de la RNT[73] pertenecientes a la GCR Noreste

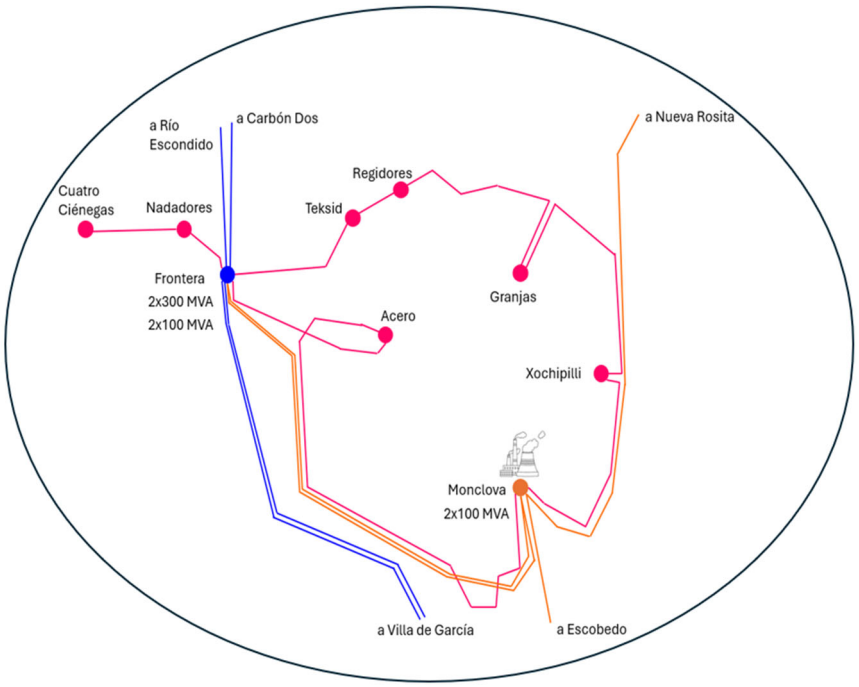
P25-NE1 Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Monclova

Diagnóstico operativo

La Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Coahuila atiende el suministro de energía eléctrica de las zonas Monclova, Piedras Negras, Nueva Rosita y Nuevo Laredo. La Red Eléctrica de la zona Monclova abastece a los municipios de Monclova, Frontera, Castaños, San Buenaventura, Nadadores y Cuatro Ciénegas y se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen. La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de dos Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, estas son SE Monclova (2x100 MVA) y SE Frontera (2x100 MVA), para un total de 400 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 8.4.7.1., se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en el cual se observan las trayectorias de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Monclova en Coahuila.

FIGURA 8.4.7.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



La demanda máxima de la zona Monclova en 2024 en horario vespertino fue de 303 MW. De acuerdo con el PDS 2025-2039 se espera que para el año 2025 la demanda máxima de la zona Monclova será de 321 MW, (Figura 8.6.7.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al poniente de Monclova

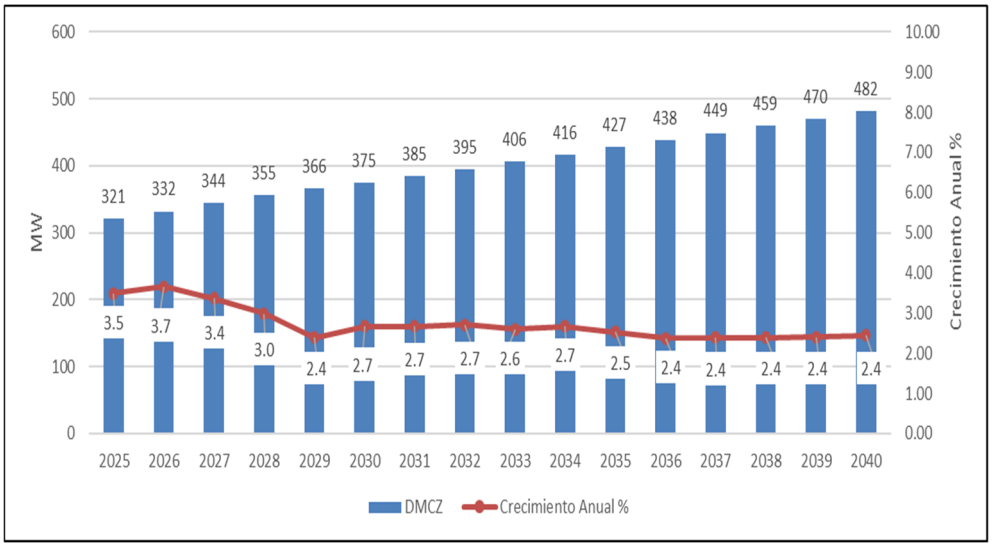
[73] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

y se alimentan en nivel de tensión de 400 y 230 kV, principalmente desde la SE Frontera y SE Monclova, además, por estas dos Subestaciones Eléctricas se alimenta toda la Red Eléctrica de 115 kV; por tal motivo el flujo de potencia activa que fluye por la transformación de 230/115 kV presenta un elevado factor de carga.

Durante el 2024, los autotransformadores de la SE Monclova (MON AT-01 y MON AT-03) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV alcanzaron un flujo máximo de 90 MVA cada uno de ellos, esto representa un 90% de su capacidad nominal, respectivamente; mientras que los autotransformadores de la SE Frontera (FRO AT-02 y FRO AT-03) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV alcanzaron un flujo máximo de 92 MVA y 97 MVA cada uno de ellos, esto representa un 92% y un 97% de su capacidad nominal, respectivamente.

En la Figura 8.4.7.2, se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona Monclova de acuerdo con el PDS 2025-2039.

FIGURA 8.4.7.2. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA MONCLOVA



Ante el disparo de cualquiera de los cuatro autotransformadores de 100 MVA de la zona se provocaría la sobrecarga en los tres autotransformadores restantes de 230/115 kV, y en caso de ser una salida permanente o de larga duración se tendría que realizar una afectación de carga controlada por tiempo indeterminado para evitar el posible colapso de la zona Monclova. Para mitigar dicha problemática, se tendría que implementar un EAR, afectando una cantidad importante de carga.

Ante el disparo de la LT Monclova–73680–Xochipilli se presenta sobrecarga en la LT Regidores–73310–Granjas. De igual manera, la pérdida de la LT Frontera–73280–Regidores o de la LT Regidores–73310–Granjas ocasiona sobrecarga en la LT Monclova–73680–Xochipilli.

Es importante mencionar que no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la Red Eléctrica de 115 kV de zona Monclova a menos que se construyan refuerzos en la transformación de la zona.

Derivado del crecimiento natural de la demanda en la zona Monclova, se incrementará el flujo de potencia en los autotransformadores que dan suministro de energía eléctrica a la zona Monclova por lo que, al tener la

indisponibilidad de cualquiera de estos autotransformadores, los restantes presentarían sobrecargas. Por tal motivo, se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la Red Eléctrica de 230/115 kV de la zona.

En las Figuras 8.4.7.3 y 8.4.7.4, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en los autotransformadores de 230/115 kV de la zona durante el 2024.

FIGURA 8.4.7.3. FLUJO DE POTENCIA EN LOS AT DE LA SE FRONTERA 230/115 KV EN 2024

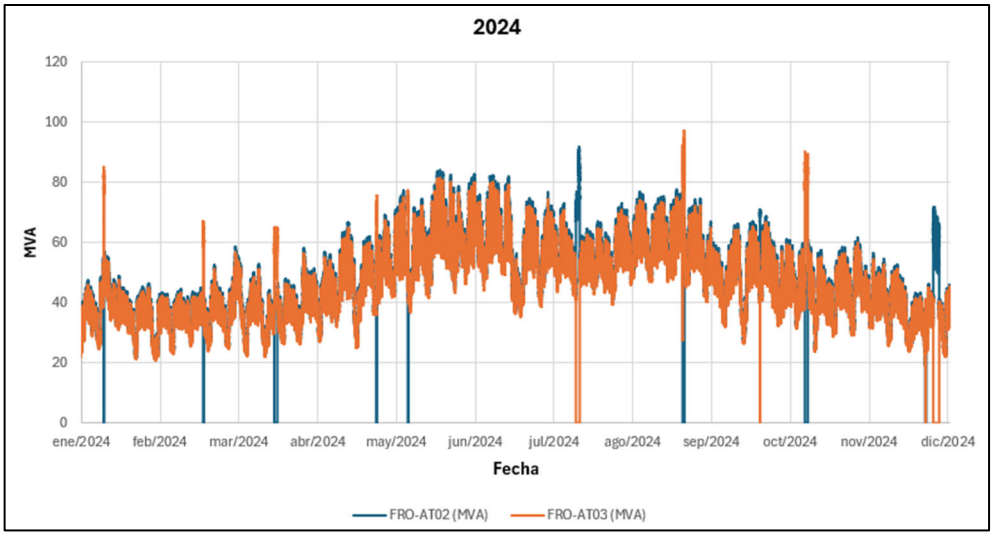
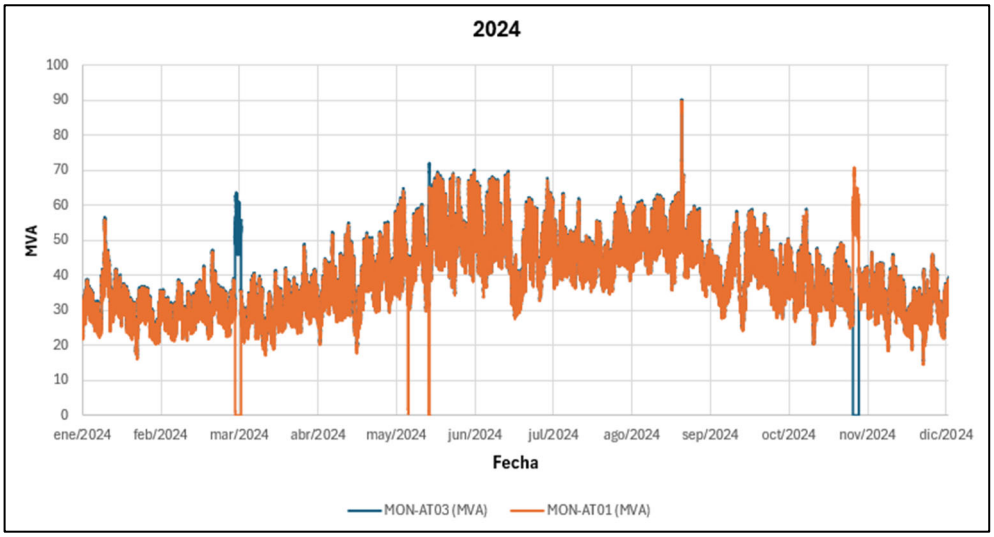


FIGURA 8.4.7.4. FLUJO DE POTENCIA EN LOS AT DE LA SE MONCLOVA 230/115 KV EN 2024



Por lo anterior, en caso de no contar con algún refuerzo de Red Eléctrica en la zona, existe la probabilidad de tener ENS, por el periodo de atención de la falla. Además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

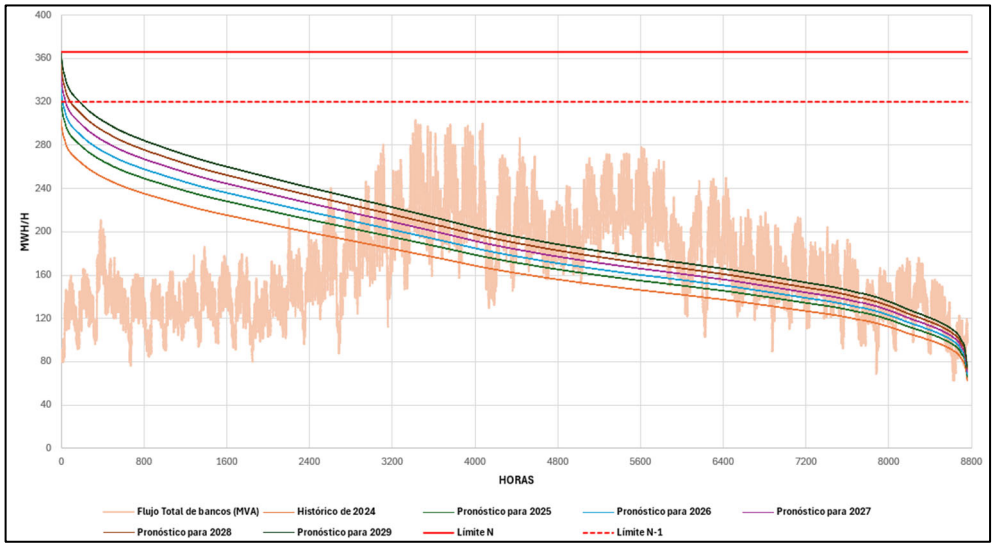
Considerando la infraestructura actual en la Red Eléctrica; la demanda que se puede suministrar en la zona Monclova en un escenario de Red Eléctrica completa es de 366 MW. En este escenario y ante la ocurrencia de contingencia sencilla más severa de la zona, los autotransformadores en 230/115 kV operarían por arriba del 120% de su capacidad nominal declarada por el Transportista.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante escenarios de verano en horarios vespertinos y nocturnos, por lo que el riesgo se encuentra presente durante gran parte del año.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la zona y/o un EAR para solventar las problemáticas futuras, acción necesaria para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la ZOT Coahuila y evitar eventos como el descrito anteriormente.

En la Figura 8.4.7.5, se muestra el comportamiento de la Curva de Duración de flujo de potencia en los bancos de transformación de 230/115 kV en zona Monclova a partir de 2024 y el pronóstico de los próximos años con su respectiva Energía en Riesgo Acumulada en caso de que no se construyan obras de refuerzo en la Red Nacional de Transmisión.

FIGURA 8.4.7.5. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA EN LA TRANSFORMACIÓN DE 230/115 KV EN LA ZONA MONCLOVA



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para el 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la zona Monclova manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de ampliación:

Alternativa 1:

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV en la SE Frontera (1).

COMPENSACIÓN

- Un Banco de capacitores 15 MVAr en 115 kV en la SE Regidores (2).
- Un Banco de capacitores 15 MVAr en 115 kV en la SE Cuatro Ciénegas (3).

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Frontera–73280–Regidores para alcanzar el límite térmico del conductor (4).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Regidores–73310–Granjas para alcanzar el límite térmico del conductor subterráneo (5).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Monclova–73680–Xochipilli para alcanzar el límite térmico del conductor (6).
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Cuatro Ciénegas de la LT Frontera–73270–Cuatro Ciénegas para alcanzar el límite térmico del conductor (7).

Alternativa 2:

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión doble circuito, con una longitud estimada de 0.80 km, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para entroncar la nueva SE Loma Peñasco en la actual LT Monclova–93020–Nueva Rosita (1).
- Línea de Transmisión doble circuito, con una longitud estimada de 0.02 km, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la nueva SE Loma Peñasco en la actual LT Xochipilli–73E00–Granjas (2).

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 33 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la nueva SE Loma Peñasco (3).

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 15 MVAr en 115 kV en la SE Cuatro Ciénegas (4)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Loma Peñasco, para la conexión de la LT Monclova– 93NE0–Loma Peñasco y la LT Loma Peñasco–93NE0–Nueva Rosita (5)
- Dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Loma Peñasco, para la conexión de la nueva LT Xochipilli–73NE0–Loma Peñasco y LT Loma Peñasco–73NE0–Granjas (6).
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Cuatro Ciénegas de la LT Frontera–73270–Cuatro Ciénegas para alcanzar el límite térmico del conductor (7).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 8.6.7.6 y 8.6.7.7 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 201.068 millones de pesos de 2024 (11.758 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.7.1 y 8.4.7.2 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 8.4.7.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

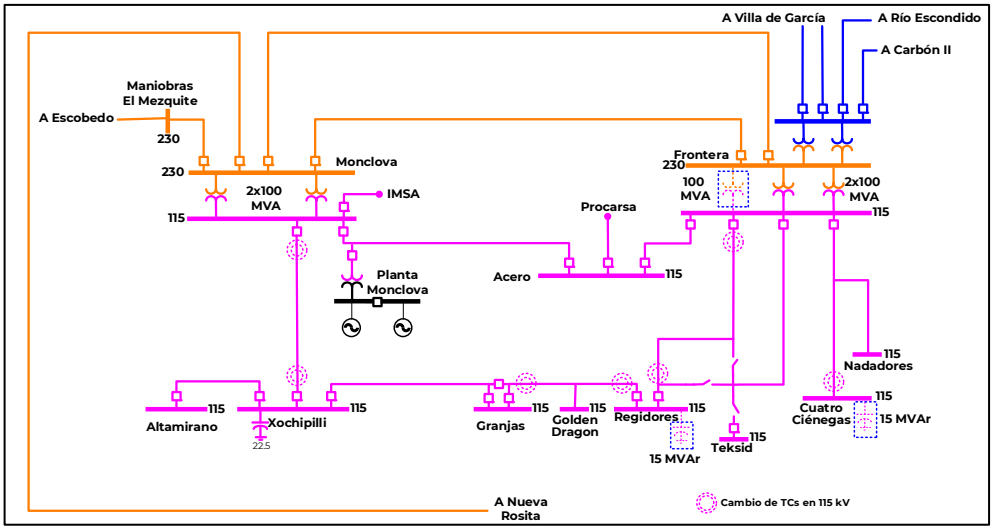
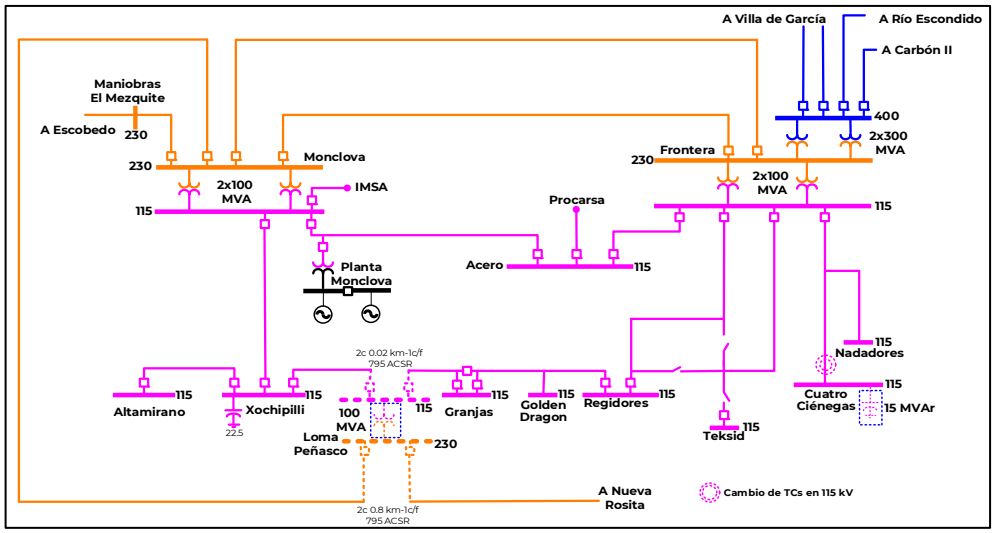


FIGURA 8.4.7.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 8.4.7.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Frontera Banco 3	3	AT	33.0	230/115	abr-25	abr-29
Total			**100.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.7.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cuatro Ciénegas MVAr	Capacitor	115	15	abr-25	abr-29
Regidores MVAr	Capacitor	115	15	abr-25	abr-29
Total			**30.0**		

CUADRO 8.4.7.3. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Frontera-73280-Regidores	TC	2	115	abr-25	abr-29
LT Granjas -73310-Regidores	TC	2	115	abr-25	abr-29
LT Monclova-73680-Xochipilli	TC	2	115	abr-25	abr-29
LT Frontera-73270-Cuatro Ciénegas (lado Cuatro Ciénegas)	TC	1	115	abr-25	abr-29
Total		**7**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 387.615 millones de pesos de 2024 (22.668 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.7.4 al 8.4.7.7 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.7.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Loma Peñasco entronque Monclova-93020-Nueva Rosita	230	2	0.80	abr-25	abr-29
Loma Peñasco Xochipilli-73E00-Granjas	115	1	0.02	abr-25	abr-29
Total			**1.64**		

CUADRO 8.4.7.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Loma Peñasco Banco 1	4	AT	33.3	230/115	abr-25	abr-29
Total			**133.3**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.7.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cuatro Ciénegas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-29
Total			**15.0**		

CUADRO 8.4.7.7. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Loma Peñasco	Alimentador	2	115	abr-25	abr-29
Loma Peñasco	Alimentador	2	230	abr-25	abr-29
LT Frontera-73270-Cuatro Ciénegas (lado Cuatro Ciénegas)	TC	1	115	abr-25	abr-29
Total		**5**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.7.8 y 8.4.7.9 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 8.4.7.10 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.7.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
16.82	24.81	1,468.32	1,067.41	178.14	400.91	2.25

CUADRO 8.4.7.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
25.23	63.14	666.54	456.42	343.41	210.12	0.61

CUADRO 8.4.7.10. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda de energía eléctrica	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**201.068**	387.615

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia.

P25-NE2 Atención al suministro de energía del Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey

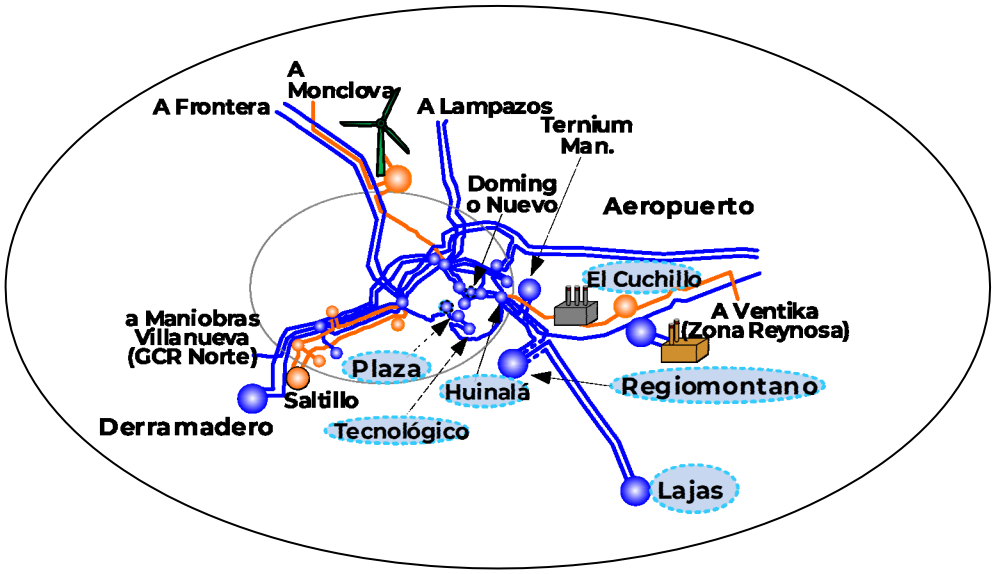
Diagnóstico operativo

El Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), abarca las localidades de Monterrey, Guadalupe, Juárez, Cadereyta, Huinalá, Santiago, Allende y Montemorelos, en el estado de Nuevo León. El desarrollo continuo de complejos habitacionales, comerciales e industriales en esta área, así como el crecimiento natural de la demanda eléctrica en la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), prevén una saturación en la infraestructura de transformación que suministra la energía eléctrica de la zona, por lo que se ha identificado la necesidad de refuerzos en la Red Eléctrica para garantizar un suministro adecuado.

Este plan de expansión implica la incorporación de nuevos bancos de transformación en la Zona Metropolitana de Monterrey, lo cual constituye un desafío considerable en la planificación de la Red Eléctrica. La conexión de estos equipos adicionales implica un aumento sustancial en los Niveles de Corto Circuito (NCC) en la región, por consiguiente, se vislumbra la necesidad de dividir la ZMM en cuatro subanillos independientes, con el fin de gestionar eficazmente la carga eléctrica y facilitar la incorporación de nuevos elementos de transformación en la Red Eléctrica. En particular, se destaca la importancia de concentrar la SE Plaza, SE Tecnológico, SE Regiomontano, SE Huinalá y SE Lajas en 400 kV en un subanillo para atender la creciente demanda en el sureste de la zona.

El diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, presentado en la Figura 8.4.7.8, ofrece una visualización clara de la disposición de las Líneas de Transmisión en 115 kV, así como de las Subestaciones Eléctricas de 400/115 kV que actúan como fuentes principales de suministro eléctrico para el sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey.

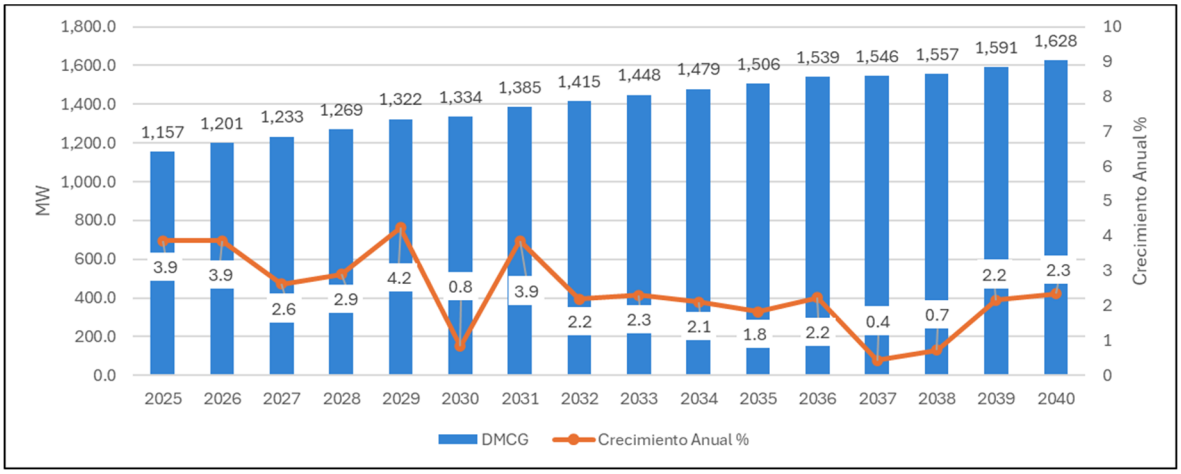
FIGURA 8.4.7.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



De acuerdo con el PDS, se proyecta que para el año 2030, la demanda máxima del sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey alcance los 1,334 MW, lo que supone un crecimiento promedio del 2.36% (véase la Figura 8.4.7.9). En ese mismo año, se estima que la zona Sureste de la ZMM requerirá un aumento en la capacidad de transformación para satisfacer las necesidades energéticas, manteniendo los estándares de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Eficiencia y Seguridad en el suministro eléctrico.

En la Figura 8.4.7.9 se muestra el comportamiento de la demanda máxima del área de influencia (sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey) de acuerdo con el PDS 2025-2045.

FIGURA 8.4.7.9 PRONÓSTICO DE DEMANDA EN EL ÁREA DE INFLUENCIA



Las principales fuentes de suministro eléctrico para el sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) son los bancos de transformación de la SE Regiomontano, SE Tecnológico, SE Plaza, SE Lajas, SE Cuchillo y SE Huinalá. Durante el año 2024, el banco de transformación de la SE Regiomontano RGM-T01 (400/115 kV) de 375 MVA alcanzó un flujo máximo de 315 MVA, mientras que el banco de transformación TEC-T01 (400/115 kV), de

igual capacidad, registró valores máximos de carga de 337 MVA, representando un 84% y 90% de su capacidad nominal respectivamente. Además, en ese mismo periodo, los bancos de transformación de la SE Plaza (2X225 MVA) presentaron una carga del 87%, mientras que el banco de transformación de la SE Lajas (225 MVA) mostró una carga del 58%.

Se estima que para el año 2030, la demanda pronosticada para el sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey será de 1,334 MW; en este escenario operativo, las cargas principales se alimentan desde las SE Regiomontano, SE Tecnológico, SE Plaza y SE Huinalá en nivel de tensión de 115 kV, por tal motivo se estima que, la cargabilidad de los bancos de transformación de 400/115 kV de la SE Regiomontano y SE Tecnológico sean de 113% y 103% en demanda máxima, respectivamente. Las cargas más grandes por satisfacer en ese año se encuentran en las SE Mirador, SE Cemex, SE La Esfera y SE Estanzuela en 115 kV que, por su cercanía con el centro de la ciudad de Monterrey, atienden gran parte de los usuarios dentro de la mancha urbana.

Considerando la infraestructura actual de la Red Nacional de Transmisión, la capacidad de suministro eléctrico en la zona Sureste de Monterrey, en un escenario sin contingencia es de 1,260 MW, con lo cual, el banco de transformación RGM-T01 (400/115 kV) estaría alcanzando los 375 MVA, lo que representa el 100% de su capacidad nominal. Sin embargo, al aplicar la contingencia sencilla más severa de la zona Sureste de Monterrey (pérdida de la LT Villa de García-A3760-Jerónimo Potencia), se detecta un problema de voltaje al límite de los criterios del CdR en la SE Cemex operada en 115 kV, lo que reduce la capacidad de suministro en la zona Sureste de Monterrey a 1,212 MW en dicho escenario.

Con el aumento proyectado de la demanda en el Sureste de la ZMM, se espera un incremento en el flujo de potencia en los bancos de transformación de la SE Regiomontano, SE Tecnológico y SE Plaza, (400/115 kV). Esto comprometerá la capacidad nominal de estos transformadores ante contingencias sencillas. Para el año 2030, se estima que, ante la contingencia de la LT Villa de García-A3760-Jerónimo Potencia en 400 kV, la carga del banco RGM-T01 alcanzará el 126% de su capacidad nominal. Del mismo modo, ante la contingencia en el banco de transformación de la SE Tecnológico TEC-T01 (400/115 kV), los bancos de transformación de la SE Plaza (PZA-T02 y PZA-T03) operarán al 139% y 149% de sus capacidades nominales, respectivamente. En este escenario, el banco de transformación de la SE Regiomontano RGM-T01 tendrá una cargabilidad del 135% de su capacidad nominal. La indisponibilidad de cualquiera de estos elementos resultaría en sobrecargas significativas en los bancos de transformación que alimentan el Sureste de la ZMM. Por lo tanto, se hace evidente la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en la Red Eléctrica de la zona.

De no incorporarse obras de refuerzo en la zona, implicaría el riesgo de afectaciones por ENS durante el tiempo de recuperación de la falla, así como la incapacidad para satisfacer nuevas solicitudes de conexión de Centros de Carga en la región. Esta problemática es especialmente crítica durante los meses de verano y en horas vespertinas, aumentando la probabilidad de incidentes similares.

Para abordar esta situación, es imperativo considerar la implementación de obras de ampliación en la Red Eléctrica de la zona o la adopción de estrategias operativas, como el seccionamiento de la Red Eléctrica o la Implementación de EAR. Estas acciones son indispensables para garantizar los estándares de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Eficiencia y Seguridad en el sureste de la ZMM y prevenir eventos adversos como los descritos anteriormente.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica en el Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey manteniendo los criterios de

Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa 1:

TRANSMISIÓN

- Recalibración de la LT Ladrillera-73G90-Montemorelos de 1.75 km de longitud, con conductor calibre 795 kCM de un conductor por fase, para llevar la ampacidad de la LT a 900 A, lo que definiría un límite térmico de 180 MVA (1).

TRANSMISIÓN

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Regiomontano (2).
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Tecnológico (3).

COMPENSACIÓN

- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 45 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Allende en 115 kV) (4).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 30 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Ladrillera en 115 kV (5).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 22.5 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Linares en 115 kV (6).
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad +300/-300 MVAr en 115 kV para instalarse en la SE Tecnológico (7).

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Cambio de TC en 115 kV en el extremo de la SE San Roque de la LT Regiomontano – 73J60 – San Roque con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 221 MVA (8).

Alternativa 2:

TRANSMISIÓN:

- Recalibración de la LT Ladrillera-73G90-Montemorelos de 1.75 km de longitud, con conductor calibre 795 kCM de un conductor por fase, para llevar la ampacidad de la LT a 900 A, lo que definiría un límite térmico de 180 MVA (1).
- Línea de Transmisión aislada y operada en 400 kV de aproximadamente 9 km (un circuito de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kCM-TA), de la SE Regiomontano al entronque de la LT Tecnológico-A3750-Huinala Dos (2).

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluyendo fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Tecnológico (3).

COMPENSACIÓN:

- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 45 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Allende en 115 kV (ALN-115 kV). Se deberán considerar las mejores prácticas tecnológicas y operativas para su implementación (4).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 30 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Ladrillera en 115 kV (LDA-115 kV). Se deberán considerar las mejores prácticas tecnológicas y operativas para su implementación (5).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 22.5 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Linares en 115 kV (LSN-115 kV). Se deberán considerar las mejores prácticas tecnológicas y operativas para su implementación (6).
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad +300/-300 MVAr en 115 kV para instalarse en la SE Tecnológico (7).

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Regiomontano, para la conexión de las Líneas de transmisión (8).
- Cambio de Transformadores de Corriente (TC) en 115 kV en el extremo San Roque de la LT Regiomontano – 73J60 – San Roque con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 221 MVA (9).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.7.10 y 8.4.7.11 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 1,471.722 millones de pesos de 2024 (86.066 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros del 8.4.7.11 al 8.4.7.14 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 8.4.7.10 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

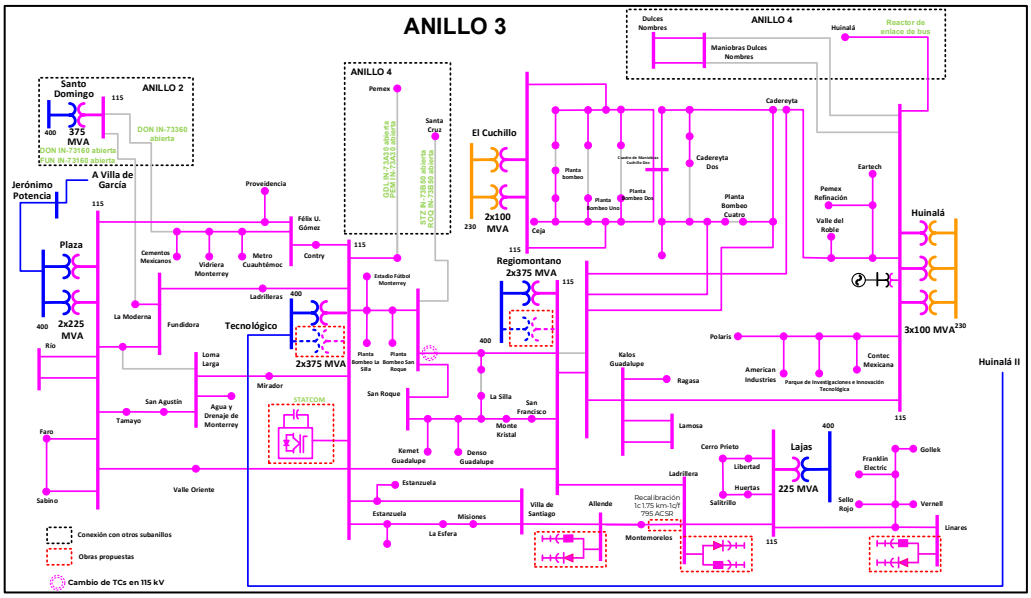
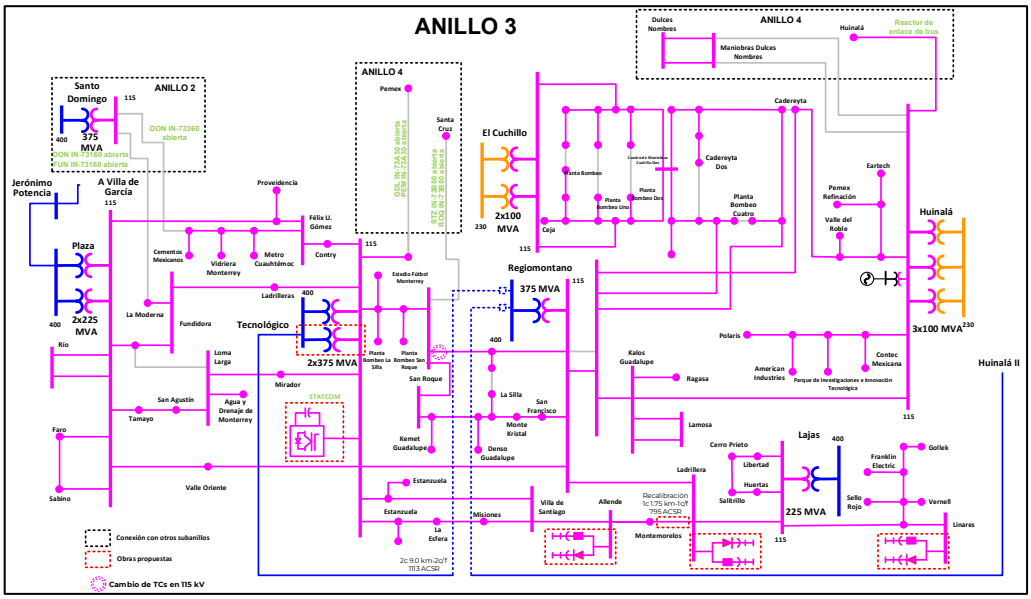


FIGURA 8.4.7.11 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 8.4.7.11. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Ladrillera-73G90-Montemorelos (Recalibración	115	1	1.75	abr-29	abr-30
Total			**1.75**		

CUADRO 8.4.7.12. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Regiomontano Banco 2	3	AT	125.0	400/115	abr-29	abr-30
Tecnológico Banco 2 (SF6)	3	AT	125.0	400/115	abr-29	abr-30
Total			**750.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.7.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Allende MVAr	Capacitor	115	45	abr-29	abr-30
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	abr-30
Linares MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-29	abr-30
Tecnológico STATCOM	STATCOM	115	300(Ind)/300(Cap)	abr-29	abr-30
Total			**697.5**		

CUADRO 8.4.7.14. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT RGM-73J60-ROQ (lado SE San Roque)	TC	1	115	abr-29	abr-30
Total		1			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 1,434.331 millones de pesos de 2024 (83.879 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 8.4.7.15 al 8.4.7.18 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 8.4.7.15. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Ladrillera-73G90-Montemorelos (Recalibración)	115	1	1.75	abr-29	abr-30
Regiomontano entronque LT Tecnológico-A3750-Huinalá Dos	400	2	9.0	abr-29	abr-30
Total			**19.75**		

CUADRO 8.4.7.16. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecnológico Banco 2 SF6	3	AT	125.0	400/115	abr-29	abr-30
Total			**375.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.4.7.17. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Allende MVAr	Capacitor	115	45	abr-29	abr-30
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	abr-30
Linares MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-29	abr-30
Tecnológico STATCOM	STATCOM	115	300(Ind)/300(Cap)	abr-29	abr-30
Total			**697.5**		

CUADRO 8.4.7.18. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Regiomontano	Alimentador Ampliación	2	400	abr-29	abr-30
LT RGM-73J60-ROQ (lado SE San Roque)	TC	1	115	abr-29	abr-30
Total		**3**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.7.19 y 8.4.7.20 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 8.4.7.21 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 8.4.7.19 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
761.23	16.90	12,264.48	8,619.34	1,303.87	3,645.14	2.80

CUADRO 8.4.7.20. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,260.99	70.04	8,510.44	5,416.18	1,270.75	3,094.26	2.43

CUADRO 8.4.7.21. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda de energía eléctrica	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**1,471.722**	1,434.331
Relación Beneficio/Costo	**2.80**	2.43

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia.

8.4.8. Fichas de información de proyecto de la RNT[74] pertenecientes a la GCR Baja California

P25-BC1 Incremento en la capacidad de transformación en la SE Rubí

Diagnóstico operativo

En las Subestaciones Eléctricas ubicadas al noroeste de la Zona Tijuana, se presenta una problemática de cargabilidad en los bancos de transformación 230/69 kV durante la mayor parte del año, esto debido al crecimiento y desarrollo regional que se ha presentado en la ciudad de Tijuana en los últimos años que ha originado la saturación en la capacidad de transformación 230/69 kV al interior de la ciudad de Tijuana. Por lo anteriormente mencionado, ha sido necesario implementar esquemas de corte de carga y seccionamiento de Red Eléctrica controlada, en los próximos 5 años se tienen diversos proyectos instruidos que incrementarán la capacidad de transformación en la zona Tijuana, sin embargo, en 2030 al poniente de la Zona Tijuana se requerirá incrementar la infraestructura eléctrica para evitar la implementación de esquemas de corte de carga para salvaguardar la seguridad y confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión. Para mitigar la problemática se requiere de un proyecto de transformación y el área de influencia corresponde a la ampliación en la capacidad de transformación en la SE Rubí.

La Red Eléctrica en la Zona Tijuana opera principalmente en 230 kV e interconecta las ciudades de Tijuana y Tecate que operan en 69 KV mediante bancos de transformación 230/69 kV con 1,150 MVA de capacidad total, a finales del año 2024 entró en operación un banco de transformación en SE Tijuana Uno con una capacidad de 225 MVA y relación 230/115/69 KV, el cual fue instruido desde el año 2019.

Para satisfacer la demanda de la Zona Tijuana se utiliza principalmente la generación proveniente de la CE Presidente Juárez, la cual cuenta con unidades CC, TG y de CI con una capacidad total de 1,702 MW, que, al estar conectadas en una sola CE, en forma natural tienden a incrementar el flujo de transmisión en las Subestaciones Eléctricas aledañas con relación de transformación 230/69 KV y en particular a los bancos de transformación de la SE Rubí.

En 2025, se adicionarán dos proyectos estratégicos de infraestructura de generación eléctrica que son necesarios para cumplir con la política energética nacional y que se incorporarán al Sistema Eléctrico Baja California, esos proyectos son: las CE CC González Ortega y San Luis Río Colorado, así como la CE FV Puerto Peñasco que recientemente ha entrado en operación en el segundo semestre de 2024, mediante las cuales se pretende desplazar el despacho de generación de alto costo de la CE Presidente Juárez, sin embargo, debido a cuestiones de confiabilidad y seguridad operativa, no es posible desplazar la totalidad de la generación de la CE Presidente Juárez, obligando a establecer un requerimiento mínimo de unidades en operación, donde este

[74] La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

mínimo de generación requerida tenderá a incrementar con el incremento natural de la demanda en zona Tijuana.

La zona Tijuana y la zona Tecate en 2024 alcanzaron un valor de demanda integrado de 1,221 MW, la cual incremento un 7.86% respecto al año 2023 y durante los últimos 5 años presenta un crecimiento promedio de 4.42%. La zona Tijuana actualmente está compuesta por diez autotransformadores con relación 230/69 KV con una capacidad total de 1,375 MVA, a través de los cuales se suministra la carga de la ciudad de Tijuana y Tecate que se encuentra en la red de subtransmisión de 69 kV.

Debido a que no se cuenta con generación en la Red Eléctrica de 69 kV en la Zonas Tijuana y Tecate, toda la energía fluye por los bancos de transformación 230/69 kV, sin embargo, debido a las diferentes impedancias de bancos de transformación, la ubicación geográfica y la distancia eléctrica de las subestaciones eléctricas en 69 kV, los bancos de transformación presentan diferentes niveles de cargabilidad, observando mayor afectación en los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia y SE Rubí, donde ante el disparo de alguno de estos transformadores provoca el incremento de la cargabilidad de los bancos restantes, llegando a valores cercanos a su capacidad nominal o valores de sobrecarga que implican la operación de esquemas de corte de carga.

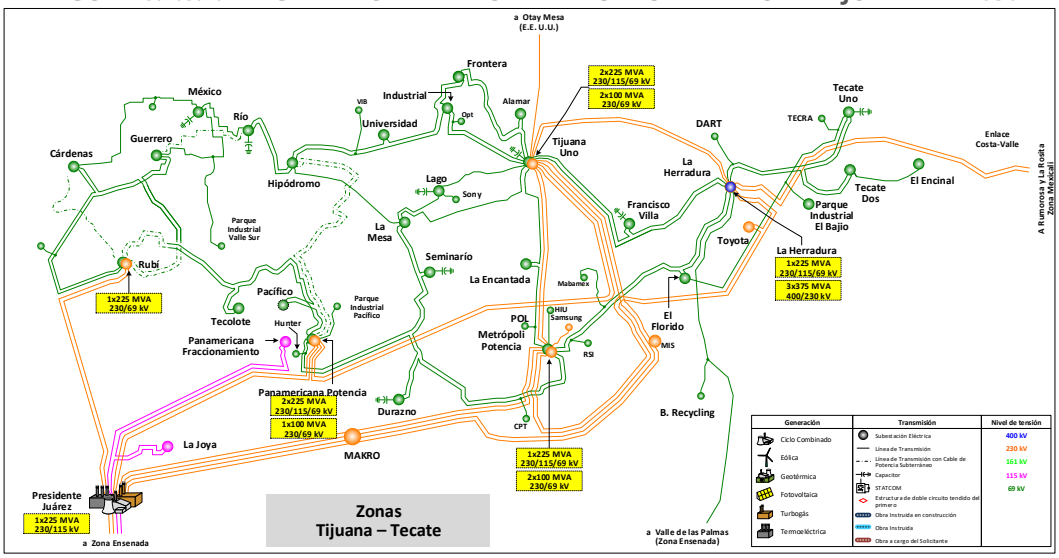
Por lo anterior, es de gran importancia robustecer la infraestructura eléctrica que permita mantener la Confiabilidad en el suministro, por lo que se requiere dar solución a la problemática de cargabilidad de los bancos de transformación de SE Rubí y la SE Panamericana Potencia, ante el incremento de demanda natural en la Red Eléctrica del área de influencia, garantizando el suministro de energía eléctrica en la zona de influencia.

Considerando la problemática de la zona Tijuana, la capacidad del proyecto a realizar y su nivel de tensión, se define como el área de influencia todas las Subestaciones Eléctricas de la parte poniente en la Zona Tijuana en la cual se consideran las Subestaciones Eléctricas: Rubí, Cárdenas, Guerrero, México, Toreo, Río, Hipódromo, Tecolote, Pacifico, Universidad, Panamericana Potencia, Durazno y toda la carga Industrial que se encuentra conectada en esta parte de la Red Eléctrica de subtransmisión.

Con el objetivo de identificar los beneficios del proyecto, no se consideran problemáticas de cargabilidad externas al área de influencia, debido a que existen proyectos instruidos en ejercicios pasados del PAMRNT, el cual considera un nuevo banco de 225 MVA 230/115/69 KV y la modernización de un banco de 100 MVA 230/69 kV por uno de 225 MVA 230/115/69 kV en la SE Panamericana Potencia, con la entrada en operación de estos proyectos se proporcionará la flexibilidad operativa en el control y operación en el área de influencia bajo estudio.

En la Figura 8.4.8.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 de la Zona Tijuana.

FIGURA 8.4.8.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA EN 2030



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas previstas para 2030, se presenta la solución a la saturación del banco de transformación en la SE Rubí, ante la contingencia sencilla de los bancos de transformación en la zona Tijuana, se han analizado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda del área de influencia. Las características de las Alternativas de solución son las siguientes:

Alternativa 1

TRANSFORMACIÓN

- Instalación de tres unidades monofásicas de 75 MVAR (Banco 2), relación de transformación de 230/115/69 kV en la SE Rubí, operando inicialmente con una relación de transformación 230/69 kV.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN

- LT San Pablo entronque Presidente Juárez – Panamericana Potencia en 230 kV, con una longitud de aproximadamente 5 km, doble circuito, conductor 1113 kcmil ACSR/PA.
- LT San Pablo entronque Rubí – Cárdenas en 115 kV, con una longitud de aproximadamente 2.5 km, doble circuito, conductor 795 kcmil ACSR/PA/PT, operando inicialmente a 69 kV.
- LT San Pablo entronque Rubí – Pacífico en 115 kV, con una longitud de aproximadamente 0.5 km, doble circuito, conductor 795 kcmil ACSR/PA/PT, operando inicialmente a 69 kV.

TRANSFORMACIÓN

- Cuatro Autotransformadores de 75 MVA, 230/115/69 kV, incluye una fase de reserva.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Cuatro Alimentadores en 115 kV en la SE San Pablo para la interconexión de la LT Rubí entronque Cárdenas en 115 kV y la apertura de la LT Rubí – Pacífico.
- Dos Alimentadores en 230 kV en la SE San Pablo para interconexión de la LT Presidente Juárez – Panamericana Potencia.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.8.2 a 8.4.8.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana previo a la entrada del proyecto, con la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 8.4.8.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PREVIO AL PROYECTO

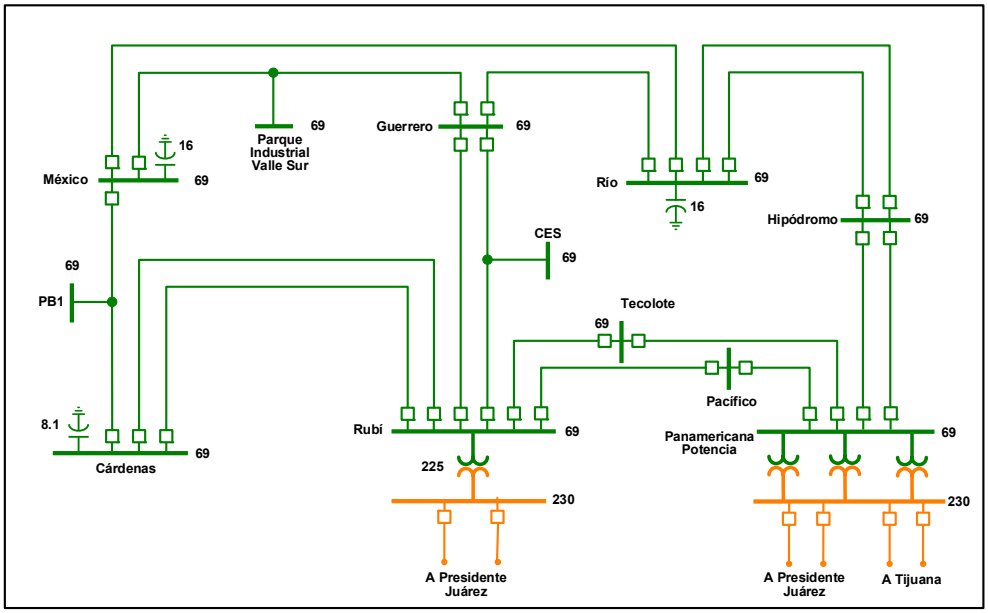


FIGURA 8.4.8.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 1

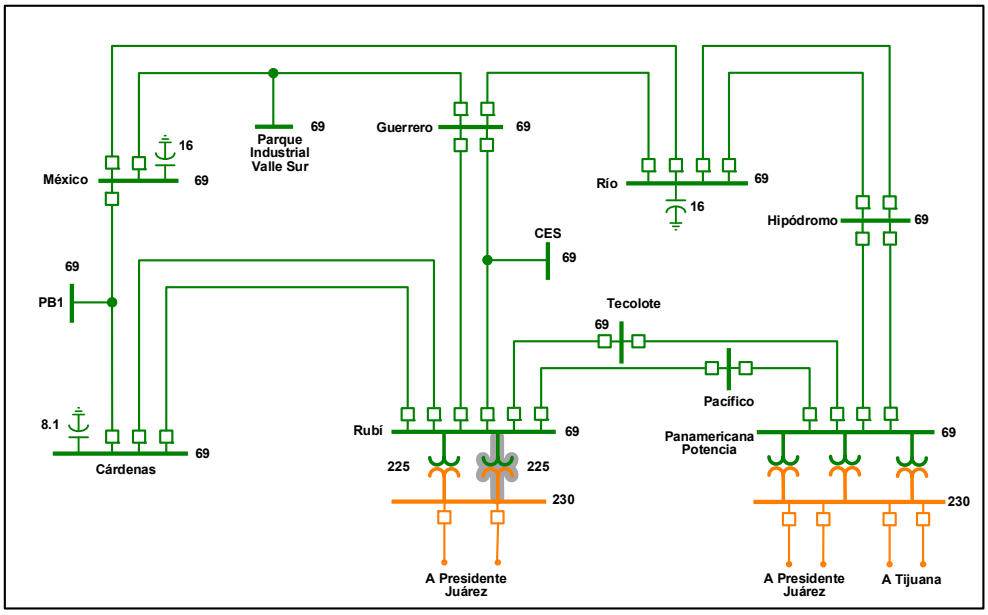
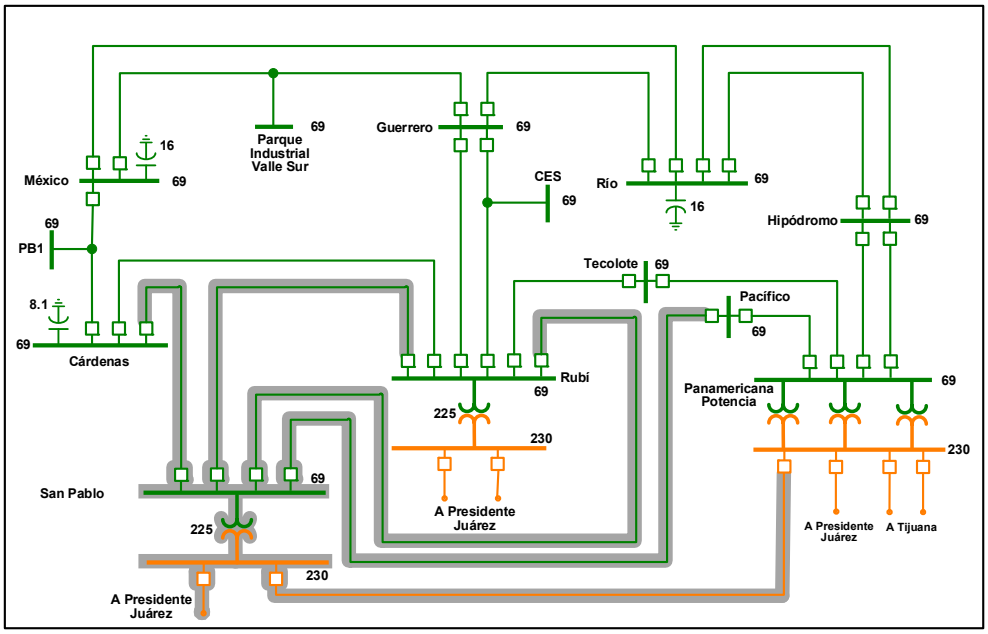


FIGURA 8.4.8.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado en **306.088 millones de pesos de 2024**. En el Cuadro 8.4.8.1 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 8.4.8.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Rubí Banco 4 /1	3	AT	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Total			**225**			

AT. Autotransformador

1/ Operación inicial 230/69 kV

El proyecto para la **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado en **572.859 millones de pesos de 2024**. En los Cuadros 8.4.8.2 y 8.4.8.4 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 8.4.8.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Pablo entronque Presiente Juárez - Panamericana Potencia	230	2	10.0	abr-30	abr-30
San Pablo entronque Rubí – Cárdenas 1/	115	2	5.0	abr-27	abr-27
San Pablo entronque Pacífico – Rubí 1/	115	2	1.0	abr-27	abr-27
Total			**16.0**		

1/ Operación inicial en 69 kV

CUADRO 8.4.8.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Pablo Banco 1 /1,2	4	AT	300	230/115/69	abr-30	abr-30
Total			**300**			

AT. Autotransformador

1/ Operación inicial en 230/69 kV

2/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.4.8.4. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Pablo alimentador en 230 kV	Alimentador Nuevo	2	230	abr-30	abr-30
San Pablo alimentador en 115 kV	Alimentador Nuevo	4	115	abr-30	abr-30
Total		**6**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 8.4.8.5 y 8.4.8.6 se presentan los resultados de la evaluación económica, el modelo de evaluación probabilística para la Alternativa 1 y Alternativa 2. En el Cuadro 8.4.9.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las Alternativas analizadas. Para esta Evaluación Económica se consideró una paridad de 17.1 pesos por dólar.

CUADRO 8.4.8.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-11.375	593.314	581.939	16.657	565.283	34.94

CUADRO 8.4.8.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-10.106	529.242	519.136	30.815	488.320	16.85

CUADRO 8.4.8.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	**Mayor**
Suministro de la demanda de energía eléctrica	Menor	**Mayor**
Control de la Calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**306.088**	572.859
Relación Beneficio/Costo	**34.94**	16.85

El cálculo de los beneficios económicos se realizó con el modelo probabilístico México, el cual consiste en minimizar el costo de la Energía No Suministrada (ENS) y determinar el costo correspondiente de producción mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación de potencia utilizando el método de simulación Monte Carlo no secuencial. El costo de la ENS es proporcionado por la SENER y corresponde a 2.6 USD $/kWh.

Ambas alternativas propuestas contribuyen a mejorar la problemática de saturación de capacidad de transformación en la **SE Rubí**, y contribuyen a suministrar la demanda en la Zona Tijuana, no obstante, por los resultados que contribuyen a la Confiabilidad, mediante la reducción de la Energía No Suministrada, así como los indicadores económicos obtenidos, **la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad**, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática analizada.

P25-BC2 Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al oriente de la ciudad de Tijuana y Tecate

Diagnóstico operativo.

La Zona Tijuana y la Zona Tecate en 2024 alcanzaron un valor de demanda integrado de 1,221 MW de carga, dicha carga incrementó un 7.86% respecto al año 2023 y durante los últimos 5 años presenta un crecimiento promedio de 4.42%. La Red Eléctrica principal en la zona Tijuana opera en 230 kV e interconecta las ciudades de Tijuana y Tecate que operan a un nivel de tensión de 69 KV mediante nueve bancos de transformación con las siguientes características:

- 2 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Metrópoli Potencia.
- 3 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Tijuana I.
- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115/69 kV en la SE La Herradura.
- 2 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Panamericana Potencia.
- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115 kV en la SE Rubí.

Los Bancos de transformación descritos, en conjunto tienen una capacidad de transformación de 1,150 MVA, sin embargo, el pasado 19 de diciembre de 2024 se presentó la entrada en operación del proyecto P19-BC1 Tijuana I Banco 4, incrementado así la capacidad de transformación a 1,375 MVA, este elemento es de las siguientes características:

- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad con relación de transformación 230/115/69 kV en SE Tijuana I.

Las Subestaciones Eléctricas en la ciudad de Tecate: SE Tecate Uno, SE Tecate Dos, SE Parque Industrial Bajío y SE Encinal, así como las que están ubicadas en la parte oriente de Zona Tijuana: SE Tijuana I, SE Metrópoli Potencia, SE Florido y SE Francisco Villa se suministran de energía eléctrica a través de la Red Eléctrica de subtransmisión en 69 KV, en su mayoría con Líneas de Transmisión calibre 795 kcmil tipo ACSR aisladas en 115 kV, operando actualmente en 69 kV. La capacidad de transmisión máxima que presenta un conductor calibre 795 ACSR en 69 kV es de 108 MVA, sin embargo, algunas de las Líneas de Transmisión descritas presentan restricciones en su capacidad de transmisión de potencia por elementos serie, como son: transformador de corriente, cuchillas o buses, limitando su capacidad de transmisión a magnitudes menores a 108 MVA.

Con el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en las Subestaciones Eléctricas al oriente de la zona Tijuana se presentan problemáticas de cargabilidad en la Red Eléctrica en 69 kV, aunado con la falta de proyectos de generación y transmisión en la Red Eléctrica de la zona, situación que ha llevado a implementar esquemas de corte de carga y seccionamiento de red controlada, sin embargo, de no mejorar la infraestructura eléctrica en la zona se tendrá la necesidad de incrementar los montos de corte de carga para mantener la seguridad y Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión.

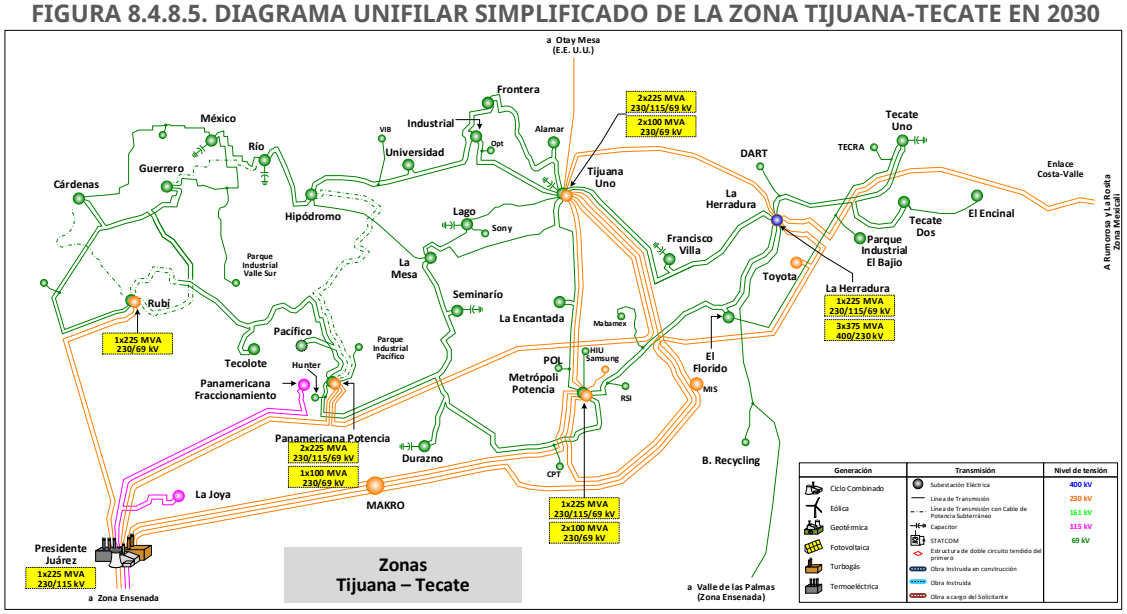
Al interior de la Zona Tijuana-Tecate no se cuenta con CE de generación en la Red Eléctrica de 69 kV por lo que el abastecimiento de energía eléctrica se transmite a través de los bancos de transformación con relación 230/69 kV. Debido a que las características eléctricas de los bancos de transformación 230/69 kV en la zona son diferentes, la cargabilidad en algunos elementos de transformación en distintos puntos de operación llegan a

presentar magnitudes del 90% con base en sus capacidades nominales, se prevé que estos valores incrementen con el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica. Las condiciones de operación se agravan ante la ocurrencia de contingencias sencillas de Líneas de Transmisión o de disparos de bancos de transformación, presentándose sobrecargas en elementos de transmisión y transformación y caída de tensión en las Subestaciones Eléctricas más débiles ocasionando esquemas de corte de carga con magnitudes altas.

Por lo anterior, es de gran importancia robustecer la infraestructura eléctrica que permita mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica mediante un proyecto integral de mediano y largo plazo, se presenta el proyecto de la conversión en la operación de tensión de la Zona Tijuana – Tecate, dando solución a las problemáticas identificadas.

En la Figura 8.4.8.5 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 de la zona Tijuana-Tecate.

FIGURA 8.4.8.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2030



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Se han identificado dos Alternativas para resolver la problemática de incrementar la Confiabilidad en el suministro de la zona Tijuana-Tecate, preservando el suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema permitiendo así atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

TRANSMISIÓN

Dentro del área de influencia existen elementos de transmisión aislados en 115 kV, los cuales operan actualmente en 69 kV, al cambiar su operación a 115 kV su capacidad de transmisión incrementará.

- Línea de Transmisión Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 2.1 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Metrópoli Potencia - Tijuana I de aproximadamente 8 km en 115 kV, calibre de conductor 795 ACSR. Tendido del tercer circuito.

TRANSFORMACIÓN

Dentro del área de influencia en estudio, se identifican elementos de transformación en las Subestaciones Eléctricas: Tijuana I, La Herradura y Metrópoli Potencia con relación de transformación 230/115/69 kV, los cuales cambiarán de relación de tensión de operación de 230/69 kV a 230/115 kV para estar en condiciones de realizar el cambio de tensión en la Red Eléctrica. Adicionalmente a los elementos identificados en condiciones de operación para 115 kV, se presentan los siguientes bancos de transformación necesarios:

- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE El Florido con una capacidad de 40 MVA y relación de transformación 115/69 kV. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Tijuana I con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Metrópoli Potencia con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Francisco Villa con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Tecate Dos con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE El Florido con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 30 MVAr ubicado en la SE Encinal en 115 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos Alimentadores en 115 kV en la SE Parque Industrial Bajío para la interconexión de la LT Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno en 115 kV.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Metrópoli Potencia para interconexión de la LT hacia SE Tijuana I.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Tijuana I para interconexión de la LT hacia SE Metrópoli Potencia.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN

- Línea de Transmisión Tijuana I - Industrial en 115 kV, un circuito de aproximadamente 6.0 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Francisco Villa entronque La Herradura – Tijuana I en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 0.1 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Dos en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 2.1 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Parque Industrial Bajío entronque El Florido – Tecate Uno en 115 kV, un circuito de aproximadamente 1.2 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión La Herradura – Parque Industrial Bajío en 115 kV, un circuito de aproximadamente 8.6 km, calibre de conductor 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Parque Industrial Bajío – Tecate Uno en 115 kV, un circuito de aproximadamente 9.6 km, calibre de conductor 795 ACSR.

TRANSFORMACIÓN

- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad cada una y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE La Herradura. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad cada una y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE Metrópoli Potencia. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad cada una y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE Tijuana I. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Cinco Alimentadores en 115 kV en la SE Parque Industrial Bajío para la interconexión de los entronques con las LT La Herradura – Tecate Dos, LT El Florido – Tecate Uno y la LT hacía La Herradura.
- Dos Alimentadores en 115 kV en la SE Francisco Villa para interconexión del entronque con la LT La Herradura - Tijuana I.
- Tres Alimentadores en 115 kV en la SE DART para la normalización de la Subestación Eléctrica.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE La Herradura para interconexión con la LT hacia SE Tijuana I.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 8.4.9.6 a 8.4.9.9 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana-Tecate previo a la entrada del proyecto, con la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 8.4.9.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PREVIO AL PROYECTO

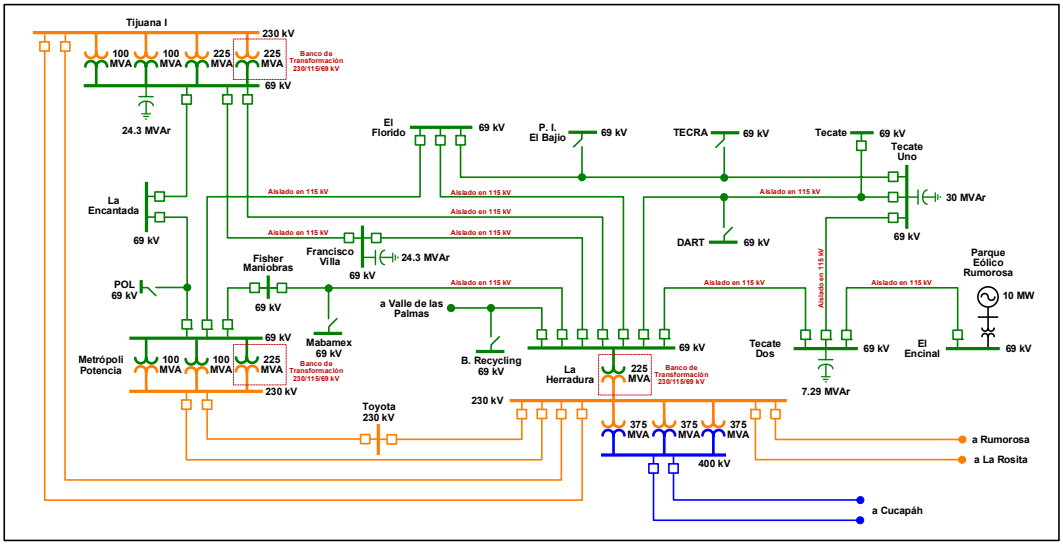


FIGURA 8.4.9.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 1

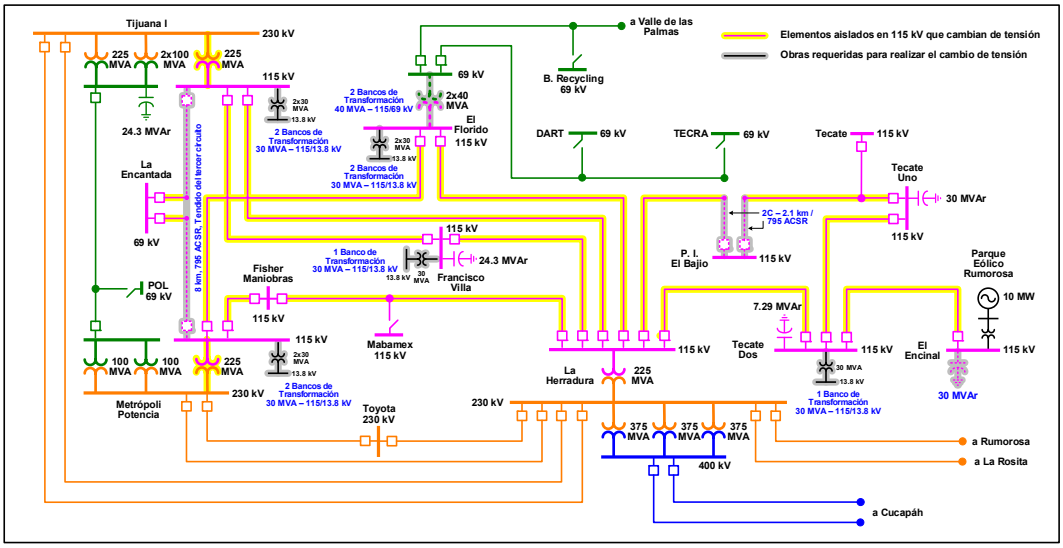


FIGURA 8.4.9.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2030 CON LA ALTERNATIVA 1

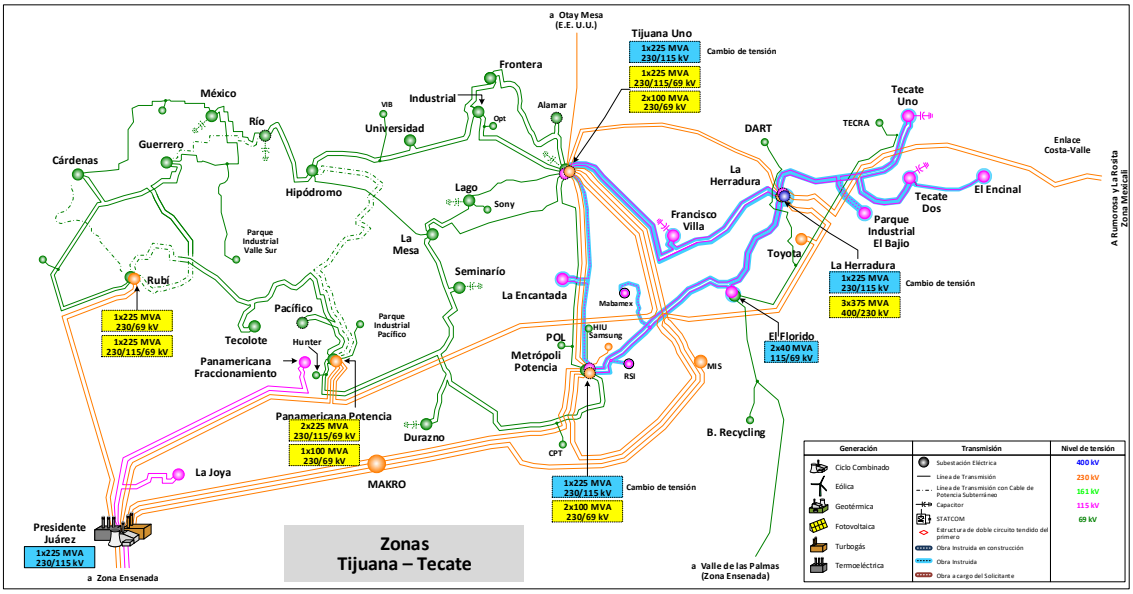
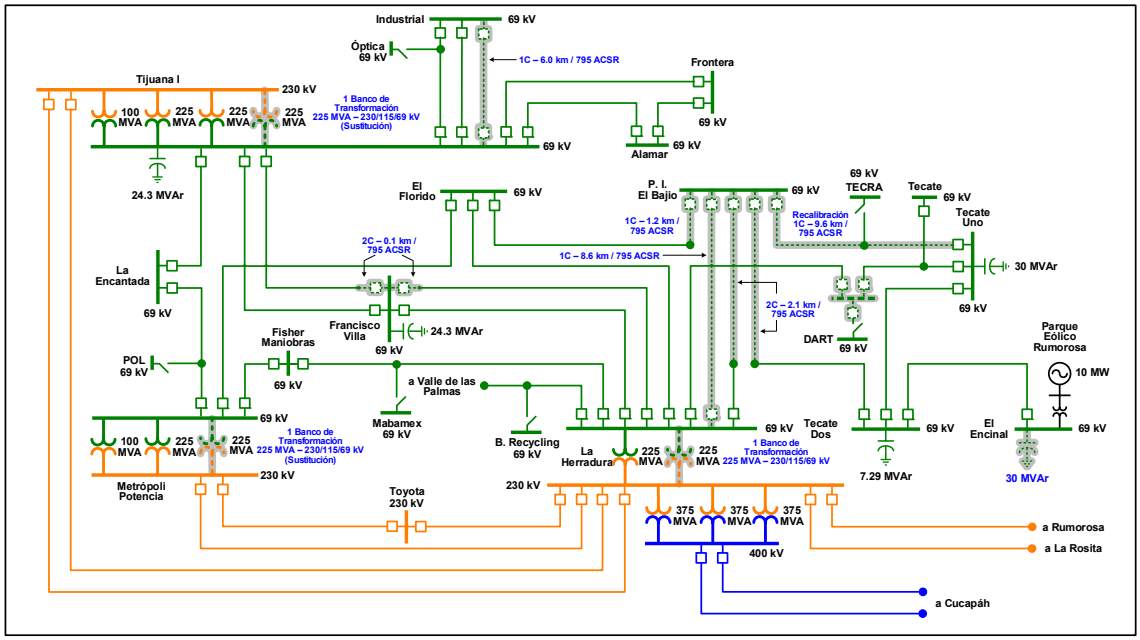


FIGURA 8.4.9.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

Se realizó la evaluación económica del proyecto considerando el cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV de la zona Tijuana -Tecate para las cuatro etapas obteniéndose los indicadores económicos adecuados que permiten realizar el proyecto, sin embargo, por el número de obras que se requieren realizar y construir, la primera etapa corresponderá al 2030 y para cada una de las etapas subsecuentes se realizará en años posteriores hasta complementar la totalidad de las obras por etapa y se tenga la Red Eléctrica en 115 kV en la zona Tijuana-Tecate que permita atender el suministro eléctrico sin disminuir la confiabilidad del sistema eléctrico de Baja California. Por este motivo, se ha considerado la primera etapa como inicio del cambio de tensión en 2030 y es el proyecto identificado que se está proponiendo realizar. Posteriormente se complementará y realizaría el resto de las etapas.

En la sección de proyectos en estudio, se ha considerado el proyecto integral en sus cuatro etapas para dos alternativas de solución, pero, se revisará la incorporación obra por obra en cada una de las etapas restantes y se identificará la secuencia de entrada en operación y el año de entrada en operación.

El proyecto para la **Alternativa 1 en su primera fase**, tiene un costo de inversión estimado en **735.06 millones de pesos de 2024** (**42.99 millones de dólares** considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Se evaluó este proyecto en forma integral con inversiones desde 2028 a 2035 para obtener los beneficios totales del proyecto. Para la Alternativa 1 se consideró como referencia el documento “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación” (COPAR de Transmisión y Transformación en su versión 2024), elaborado por la CFE. En los Cuadros 8.4.9.8 a 8.4.9.11 se muestran las metas físicas del proyecto.

El costo total de inversión estimado para la Alternativa 1 es de 4,801.55 millones de pesos de 2024 (280.79 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). El proyecto para la Alternativa 1 – Etapa 1, tiene un costo de inversión estimado en 735.06 millones de pesos de 2024 (42.99 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 8.4.9.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno	115	2	4.2	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia – Tijuana I /1	115	1	8.0	abr-27	abr-27
Total			**12.2**		

1/ Tendido del tercer circuito

CUADRO 8.4.9.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Florido Banco 1	1	T	40	115/69	abr-30	abr-30
El Florido Banco 2 (Ampliación)	1	T	40	115/69	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia	2	T	60	115/13.8	abr-30	abr-30
Tijuana I	2	T	60	115/13.8	abr-30	abr-30
Francisco Villa	1	T	30	115/13.8	abr-30	abr-30
Tecate Dos	1	T	30	115/13.8	abr-30	abr-30
Total			**260**			

T. Transformador trifásico

CUADRO 8.4.9.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Encinal MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-30	abr-30
Total			**30.0**		

CUADRO 8.4.9.11. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parque Industrial Bajío	Alimentador Ampliación	2	115	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Tijuana I	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Total		**4**			

El proyecto para la **Alternativa 2 en su etapa 1**, tiene un costo de inversión estimado en **1,556.01 millones de pesos de 2024** (**90.99 millones de dólares** considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Se evaluó este proyecto en forma integral con inversiones desde 2028 a 2035 para obtener los beneficios totales del proyecto. Para la Alternativa 2 se consideró como referencia el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación" (COPAR de Transmisión y Transformación en su versión 2024), elaborado por la CFE. En los Cuadros 8.4.9.12 a 8.4.9.15 se muestran las metas físicas del proyecto.

El costo total de inversión estimado para la Alternativa 2 es de 5,417.39 millones de pesos de 2024 (316.81 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). El proyecto para la Alternativa 2 – Etapa 1, tiene un costo de inversión estimado en 1,556.01 millones de pesos de 2024 (90.99 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar)

CUADRO 8.4.9.12. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Francisco Villa entronque La Herradura – Tijuana I	115	2	0.2	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Dos	115	2	4.2	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío entronque El Florido – Tecate Uno (Normalización)	115	1	1.2	abr-30	abr-30
Tijuana I – Industrial	115	1	6.0	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío - La Herradura	115	1	8.6	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío – Tecate 1 /5	115	1	9.6	abr-30	abr-30
Total			**29.8**		

5/ Recalibración con calibre 795 ACSR

CUADRO 8.4.9.13. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
La Herradura Banco 2	3	AT	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia T30 (Sustitución)	3	TR	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Tijuana I (sustitución)	3	AT	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Total			**675**			

AT. Autotransformador

TR. Transformador monofásico

CUADRO 8.4.9.14. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Encinal MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-30	abr-30
Total			**30.0**		

CUADRO 8.4.9.15. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Francisco Villa	Alimentador Ampliación	2	115	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío	Alimentador Ampliación	5	115	abr-30	abr-30
DART /6	Alimentador	3	115	abr-30	abr-30
Tijuana Uno	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Industrial	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
La Herradura	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Total		**13**			

6/ Normalización de la Subestación Eléctrica

Indicadores económicos

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la capacidad y Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de la Zona Tijuana-Tecate, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transmisión de energía eléctrica en condiciones de Red Eléctrica completa, así como también ante la contingencia sencilla más severa

En los Cuadros 8.4.9.16 y 8.4.9.17 se presentan los resultados de las evaluaciones económicas, el modelo de evaluación es por modelo México que involucra metodología y estudios probabilísticos. Se obtiene una relación Beneficio-Costo de 12.61 para la Alternativa 1. Debido a los tiempos de construcción del proyecto que involucra obras entre 2030 y 2035, se requiere iniciar la primera etapa en 2030, el resto de las obras se requieren en 2032 y 2034 en sus tres fases subsecuentes, por tanto, los beneficios que se obtienen al realizar el proyecto consideran el proyecto integral.

CUADRO 8.4.9.16. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-45.876	2,412.621	2,366.745	187.656	2,179.089	12.61

CUADRO 8.4.9.17. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-47.402	2,401.647	2,354.245	225.568	2,128.677	10.44

CUADRO 8.4.9.18. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS EN SU PRIMERA ETAPA CONSIDERANDO LOS BENEFICIOS TOTALES

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	**Mayor**
Suministro de la demanda de energía eléctrica	**Mayor**	Menor
Control de la Calidad de la tensión	**Mayor**	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	**Mayor**	Menor
Costo de inversión de la primera etapa (Millones de pesos de 2024)	**735.06**	1,556.01
Relación Beneficio/Costo del proyecto integral completo	**12.61**	10.44

El cálculo de los beneficios económicos se realizó con el modelo probabilístico México, el cual consiste en minimizar el costo de la Energía No Suministrada (ENS) y determinar el costo correspondiente de producción mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación de potencia utilizando el método de simulación Monte Carlo no secuencial. El costo de la ENS es proporcionado por la SENER y corresponde a 2.6 USD $/kWh. La paridad utilizada es de 17.1 pesos por dólar.

Ambas alternativas propuestas contribuyen a mejorar las problemáticas identificadas en la Red Eléctrica de la Zona Tijuana-Tecate, de igual manera, contribuyen a suministrar el crecimiento de la demanda en el horizonte de estudio, no obstante, por los resultados que contribuyen a la Confiabilidad, mediante la reducción de la Energía No Suministrada, así como los indicadores económicos obtenidos, **la Alternativa 1 presenta un mayor Beneficio - Costo**, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática analizada.

8.5. Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos

Los proyectos instruidos de las RGD del MEM tienen el objetivo de atender las necesidades existentes y futuras de suministro de energía eléctrica al aumentar la capacidad de transformación entre la RNT y las RGD mediante la ampliación de Subestaciones Eléctricas existentes o la construcción de nuevas. Estos requerimientos de infraestructura se definen con base en el PDS vigente que es elaborado por CENACE. Adicionalmente, en caso de que se requiera reforzar la Red Eléctrica por la conexión de nuevo equipo de transformación, el CENACE indicará en la siguiente emisión de los PAMRNT, los requerimientos que deben ser incluidos en el proyecto completo.

La SENER comenzó a instruir la construcción de las primeras obras de las RGD del MEM desde 2018, con base en las propuestas realizadas por la Distribuidora y avaladas por CENACE. El último oficio de instrucción de obras de la RGD del MEM de SENER hacia CFE fue el 6 de junio de 2024 donde aplicaron las obras identificadas en PAMRNT 2024-2038.En el Cuadro 8.5.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER (2018 a 2024), indicando la Fecha de entrada en operación para aquellos que están terminadas (Con información de la Distribuidora o Informe Operativo) y los no terminados indicando la Fecha de Entrada en Operación Necesaria de acuerdo con el PDS. Están listadas en orden actuales a futuras considerando su Fecha.

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Oriental	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	04-oct-20 En Operación	Agosto de 2018
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	19-nov-20 En Operación	Agosto de 2018
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	20-ene-21 En Operación	Agosto de 2018
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	28-may-21 En Operación	Agosto de 2018
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR5	Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	11-mar-22 En Operación	Junio de 2019
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	09-nov-22 En Operación	Junio de 2019
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	25-nov-22 En Operación	Junio de 2019
	Veracruz	Veracruz	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	15-dic-22 En Operación	Junio de 2019
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	30-dic-22 En Operación	Junio de 2019
	Coatzacoalcos	Veracruz	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	14-sep-23 En Operación	Junio de 2019
	Los Ríos	Chiapas	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	14-nov-23 En Operación	abril de 2022
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	05-dic-23 En Operación	Junio de 2019

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Oriental	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	jun-24	Agosto de 2018
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente	jun-24	Junio de 2019
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	Febrero de 2021
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	Febrero de 2021
	Chontalpa	Tabasco	D20-OR4	Cárdenas Centro	may-25	Febrero de 2021
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	jun-25	Agosto de 2018
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jun-25	Agosto de 2018
	Poza Rica	Veracruz	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-25	Febrero de 2021
	Cuautla	Morelos	D21-OR2	Cuautla II Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Chontalpa	Tabasco	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Villahermosa	Tabasco	D22-OR5	Periférico Sur Banco 1	may-27	2023
	Oaxaca	Oaxaca	D22-OR4	San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	dic-26	2023
	Chontalpa	Chiapas	D22-OR7	Malpaso III Banco 1 (sustitución)	dic-26	2023
	Morelos	Morelos	D22-OR1	Tejalpa Banco 2	mar-27	2023
	Los Tuxtlas	Veracruz	D22-OR2	Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)	may-27	2023
	Veracruz	Veracruz	D22-OR3	Soledad de Doblado Banco 2	may-27	2023
	Villahermosa	Tabasco	D22-OR6	Cuauhtémoc Banco 1	may-27	2023
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Junio de 2023
	Tlaxcala	Tlaxcala	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-25	Junio de 2023
	Puebla	Puebla	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Junio de 2023
	Chontalpa	Tabasco	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Junio de 2023
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D24-OR1	El Jobo Banco 1	abr-29	Junio de 2024
	Los Ríos	Tabasco	D24-OR2	Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)	mar-28	Junio de 2024
	Veracruz	Veracruz	D24-OR3	Conchal banco 1	abr-29	Junio de 2024
	Veracruz	Veracruz	D24-OR4	Tamarindo Dos Banco 2	abr-28	Junio de 2024

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Oriental	Veracruz	Veracruz	D24-OR5	Piedras Negras Banco 2	abr-28	Junio de 2024
	Veracruz	Veracruz	D24-OR6	Rio Medio Banco 2	abr-29	Junio de 2024
Occidental	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	15-oct-20 En Operación	Agosto de 2018
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	14-ago-21 En Operación	Agosto de 2018
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	11-dic-21 En Operación	Agosto de 2018
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	15-oct-23 En Operación	Agosto de 2018
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	may-2024 En Operación	Junio de 2019
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	nov-25	Agosto de 2018
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	nov-25	Agosto de 2018
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	nov-26	Agosto de 2018
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	nov-25	Agosto de 2018
	León	Guanajuato	D19-OC12	Morelos Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Querétaro	Querétaro	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	nov-25	Junio de 2019
	Tepic	Nayarit	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Vallarta	Jalisco	D19-OC2	Centro Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC5	Tolimán Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	nov-25	Junio de 2019
	Los Altos	Jalisco	D19-OC4	Acatic Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	nov-26	Junio de 2019
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-25	Febrero de 2021
	Querétaro	Querétaro	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-26	Febrero de 2021
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-26	Febrero de 2021
	Querétaro	Querétaro	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-26	Febrero de 2021

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Matehuala	San Luis Potosí	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	abril de 2022
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	abril de 2022
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Nuevo Vallarta	Nayarit	D22-OC2	Valle Dorado Banco 1	may-26	2023
	Aguascalientes	Aguascalientes	D22-OC3	Matamoros Banco 1	jun-26	2023
	Vallarta	Jalisco	D22-OC1	Fluvial Banco 2	ago-26	2023
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D22-OC4	Las Flores Banco 1	ago-27	2023
	Minas	Jalisco	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Junio de 2023
	Vallarta	Nayarit	D23-OC2	Huanacaxtle Banco 1	dic-27	Junio de 2023
	Chapala	Jalisco	D23-OC3	El Salto Banco 2	abr-28	Junio de 2023
	León	Guanajuato	D24-OC1	La Mora Banco 2	abr-28	Junio de 2024
	Querétaro	Guanajuato	D24-OC2	San Luis de la Paz Banco 2	abr-28	Junio de 2024
	San Juan del Río	Querétaro	D24-OC3	El Gallo Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Vallarta	Jalisco	D24-OC4	Las Palmas Banco 1	may-29	Junio de 2024
	Vallarta	Jalisco	D24-OC5	Nogalito Banco 1 (sustitución)	ago-29	Junio de 2024
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D24-OC6	Rodrigo Banco 1	abr-29	Junio de 2024
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D24-OC7	San Luis Progreso Banco 2 (sustitución)	abr-29	Junio de 2024
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D24-OC8	San Luis Uno Banco 6 (sustitución)	abr-28	Junio de 2024
Noroeste	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	19-jun-22 En Operación	Agosto de 2018
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	10-dic-22 En Operación	Agosto de 2018
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	16-nov-23 En Operación	Junio de 2019
	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	nov-25	Agosto de 2018
	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	dic-25	Agosto de 2018
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	jun-26	Junio de 2019

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Noroeste	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	dic-26	Junio de 2019
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	ago-25	Junio de 2019
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	ago-25	Junio de 2019
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	jun-26	Febrero de 2021
	Hermosillo	Sonora	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	may-25	Febrero de 2021
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO3	La Primavera Banco 1	dic-25	Febrero de 2021
	Puerto Peñasco	Sonora	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-28	Febrero de 2021
	Hermosillo	Sonora	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	jun-26	abril de 2022
	Hermosillo	Sonora	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	dic-25	abril de 2022
	Culiacán	Sinaloa	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	jun-25	abril de 2022
	Mazatlán	Sinaloa	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Culiacán	Sinaloa	D22-NO1	Campo Gobierno Banco 1	abr-26	2023
	Guasave	Sinaloa	D22-NO2	Naranjo Banco 1	abr-26	2023
	Nogales	Sonora	D23-NO1	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Navojoa	Sonora	D23-NO2	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Los Mochis	Sinaloa	D23-NO3	Flores Magón Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Culiacán	Sinaloa	D23-NO4	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Junio de 2023
	Culiacán	Sinaloa	D23-NO5	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Junio de 2023
	Mazatlán	Sinaloa	D23-NO6	Del Mar Banco 2	abr-27	Junio de 2023
	Guaymas	Sonora	D24-NO1	Guaymas Centro Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Obregón	Sonora	D24-NO2	Tutuli Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Culiacán	Sinaloa	D24-NO3	Altata Residencial Banco 1	jun-29	Junio de 2024
	Culiacán	Sinaloa	D24-NO4	Lienzo Charro Banco 1	jun-29	Junio de 2024
	Mazatlán	Sinaloa	D24-NO5	Venadillo Banco 2	jun-28	Junio de 2024

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Norte	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	30-dic-2021 En Operación	Agosto de 2018
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	01-jul-23 En Operación	Agosto de 2018
	Durango	Durango	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	17-sep-23 En Operación	Junio de 2019
	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	03-mar-24 En Operación	Agosto de 2018
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	02-abr-24 En Operación	Agosto de 2018
	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	may-25	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	may-25	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	jun-26	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	jul-25	Agosto de 2018
	Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-25	Junio de 2019
	Durango	Durango	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	may-25	Junio de 2019
	Delicias	Chihuahua	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	abril de 2022
	Chihuahua	Chihuahua	D21-NT3	Saucito Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Chihuahua	Chihuahua	D24-NT1	Fuentes Mares Banco 2	abr-28	Junio de 2024
	Juárez	Chihuahua	D24-NT2	Ejercito Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Juárez	Chihuahua	D24-NT3	Felipe Ángeles Banco 1	abr-29	Junio de 2024
Noreste	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	08-jun-20 En Operación	Agosto de 2018
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	22-ene-23 En Operación	Junio de 2019
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	18-feb-23 En Operación	Agosto de 2018
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	16-nov-23 En Operación	Junio de 2019
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	ago-25	Agosto de 2018
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-25	Junio de 2019
	Valles	San Luis Potosí	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-25	Febrero de 2021
	Huejutla	Hidalgo	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Monterrey Poniente	Nuevo León	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-25	abril de 2022

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Noreste	Tampico	Tamaulipas	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Reynosa	Tamaulipas	D21-NE8	Sinaí Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Victoria	Tamaulipas	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Monterrey	Nuevo León	D22-NE2	Lermas Banco 1	ago-26	2023
	Monterrey	Nuevo León	D22-NE1	Concordia Banco 1	ago-27	2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	ago-27	Junio de 2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE4	San Martin Banco 2	may-27	Junio de 2023
	Valles	San Luis Potosí	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Junio de 2023
	Valles	San Luis Potosí	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	abr-28	Junio de 2023
	Piedras Negras	Coahuila	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Junio de 2023
	Sabinas	Coahuila	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Junio de 2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Junio de 2023
	Mante	Tamaulipas	D24-NE1	Abra Banco 1 (sustitución)	dic-29	Junio de 2024
	Tampico	Tamaulipas	D24-NE2	Barco Banco 1	abr-29	Junio de 2024
	Victoria	Tamaulipas	D24-NE3	Tomaseño Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Matamoros	Tamaulipas	D24-NE4	Central Banco 1 (sustitución)	abr-29	Junio de 2024
	Nuevo Laredo	Tamaulipas	D24-NE5	Lago Banco 1 (sustitución)	jun-28	Junio de 2024

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Peninsular	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	29-dic-20 En Operación	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	04-jul-21 En Operación	Agosto de 2018
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	24-may-22 En Operación	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	16-jul-23 En Operación	Agosto de 2018
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	12-sep-23 En Operación	Agosto de 2018
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	01-abr-24 En Operación	Febrero de 2021
	Cancún	Quintana Roo	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	18-oct-24 En Operación	abril de 2022
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	mar-25	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	mar-25	Agosto de 2018
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Ticul	Yucatán	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	Febrero de 2021
	Mérida	Yucatán	D23-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Cancún	Quintana Roo	D24-PE1	Captación Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Cancún	Quintana Roo	D24-PE2	Quetzal Banco 1	abr-28	Junio de 2024
Baja California	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	03-mar-22 En Operación	Agosto de 2018
	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	24-may-23 En Operación	Agosto de 2018
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	09-jul-23 En Operación	Junio de 2019
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	06-jun-2024 En Operación	Junio de 2019
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	abr-25	Agosto de 2018
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-25	Agosto de 2018
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	jun-25	Agosto de 2018
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-28	Junio de 2019
	Mexicali	Baja California	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	abr-27	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC2	Durazno Banco 2	abr-28	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC3	Alamar Banco 1	abr-28	Febrero de 2021

... Continuación

CUADRO 8.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria	Mes y Año de instrucción de la SENER a la Distribuidora
Baja California	San Luis Río Colorado	Baja California	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-28	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC5	Panamericana Banco 2	abr-28	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	abr-30	Febrero de 2021
	San Luis Río Colorado	Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-28	abril de 2022
	Mexicali	Baja California	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-28	abril de 2022
	Ensenada	Baja California	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-27	abril de 2022
	Tijuana	Baja California	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-28	abril de 2022
	La Paz	Baja California Sur	D22-BS1	Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	abr-25	2023
	Mexicali	Baja California	D22-BC1	Mexicali Oriente Banco 3	abr-28	2023
	Mexicali	Baja California	D23-BC1	Valle de Puebla Banco 2	abr-28	Junio de 2023
	Ensenada	Baja California	D23-BC2	San Simón Banco 2	abr-29	Junio de 2023
	Constitución	Baja California Sur	D23-BS1	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	abr-28	Junio de 2023
	Los Cabos	Baja California Sur	D23-BS2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-29	Junio de 2023
	Mexicali	Baja California	D24-BC1	Abasolo Banco 1	abr-28	Junio de 2024
	Mexicali	Baja California	D24-BC2	Santa Isabel Banco 3	abr-29	Junio de 2024
	Tijuana	Baja California	D24-BC3	La Joya Banco 2	abr-28	Junio de 2024

8.5.1. Metas físicas de los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM

FIGURA 8.5.1 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

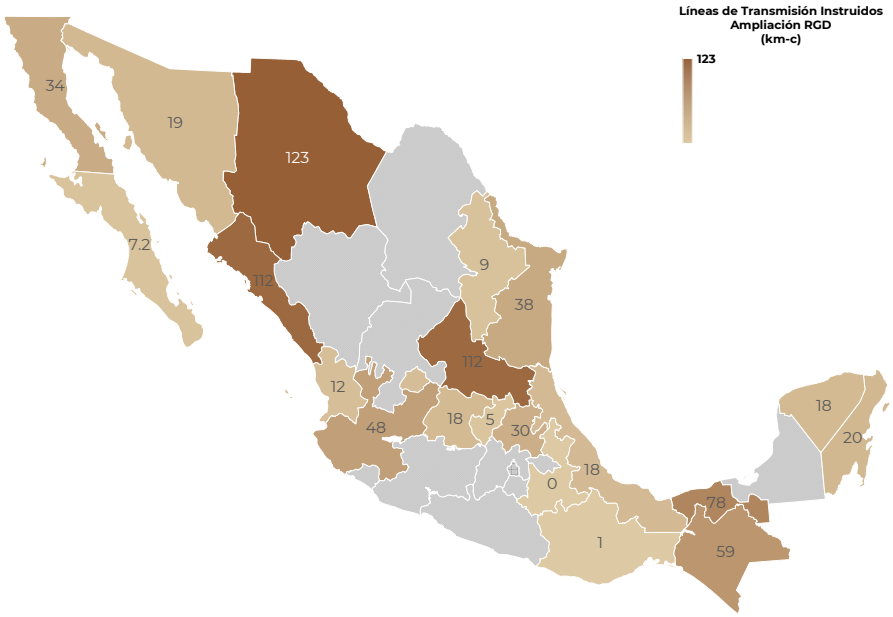


FIGURA 8.5.2 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

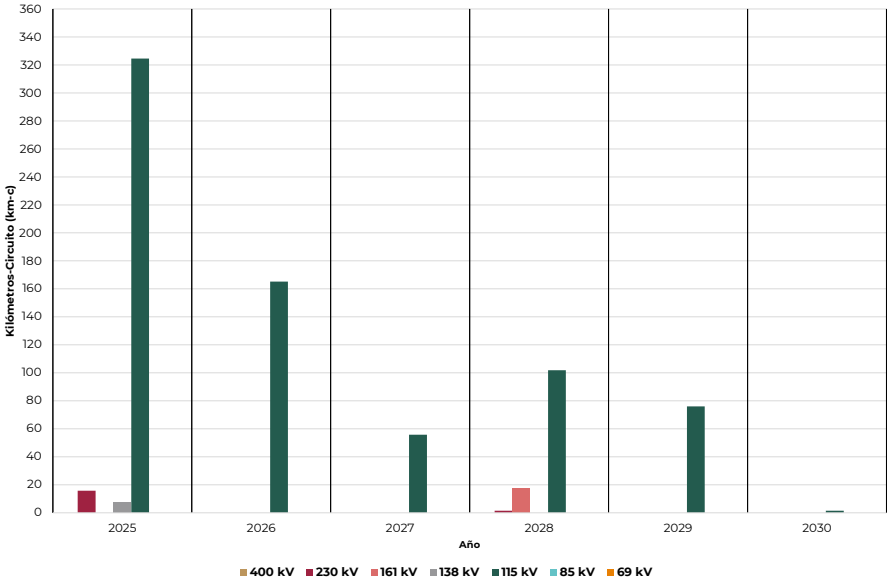


FIGURA 8.5.3 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

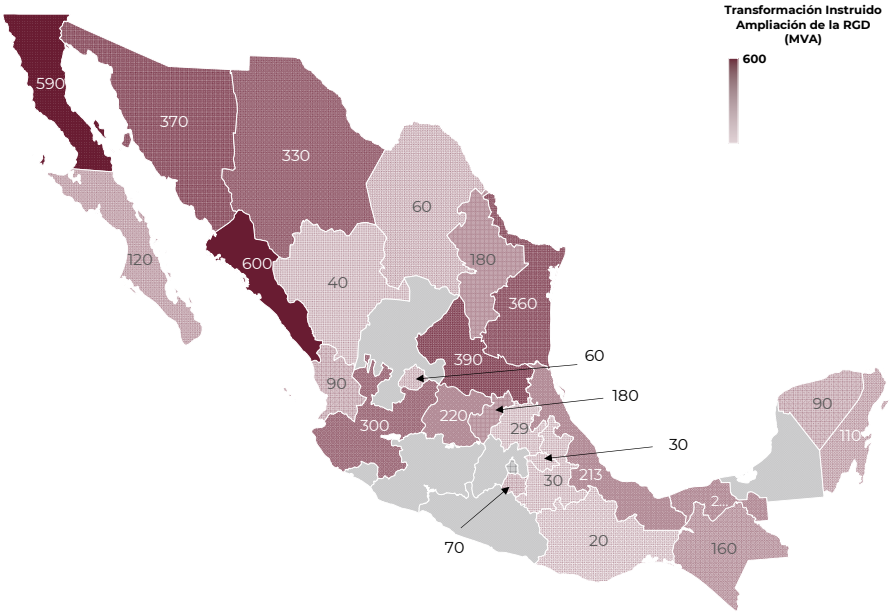
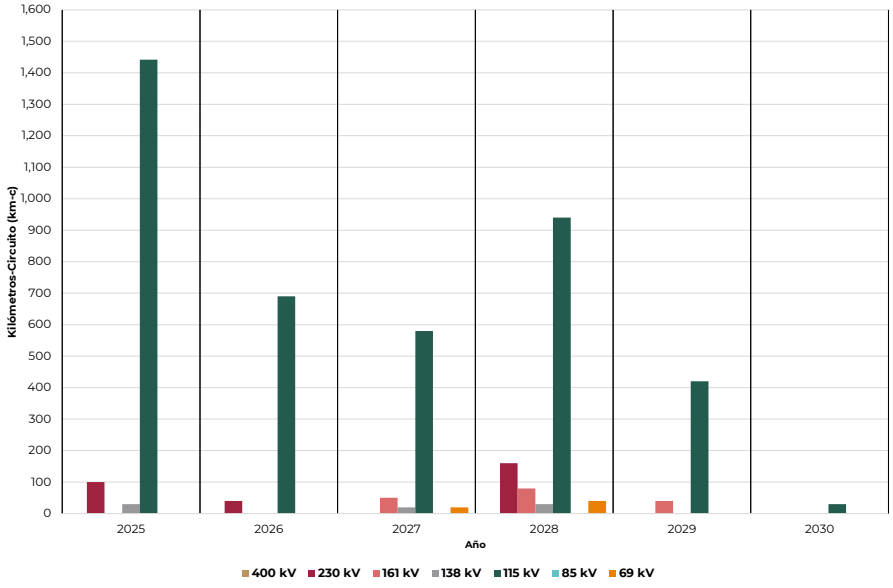


FIGURA 8.5.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.6. Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM son presentados al CENACE por la Distribuidora, donde se proponen dos Alternativas para su evaluación técnica, posteriormente se entregan evaluaciones económicas de ambas Alternativas realizadas por la Distribuidora considerando el *Catálogo de Precios Unitarios por Mano de Obra, Materiales y Equipo (CATPRE) elaborado por la misma*. De los proyectos presentados en este programa falta la revisión del equipamiento necesario en los casos donde se requiera en las Subestaciones Eléctricas adyacentes por parte de la Transportista.

Con el fin de atender, hasta 2030, los requerimientos existentes y futuros del Suministro Eléctrico en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes. Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones elaborado por el CENACE.

En el Cuadro 8.6.1 se muestran los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM para este ciclo de planeación, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo, así como los objetivos del proceso de planeación que atiende cada uno de ellos. La prioridad de este tipo de proyectos está definida por su fecha necesaria de entrada en operación, que corresponde al año de saturación de algún elemento de transformación existente en la zona de influencia.

Adicionalmente, en forma similar a los proyectos de la RNT de la sección previa, se incluye una Ficha de Información que describe las características principales de cada proyecto de las RGD del MEM.

CUADRO 8.6.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2025-2039

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Central	D25-CE1	Zirándaro Banco 1 (sustitución)	mar-29	Altamirano / Guerrero	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Oriental	D25-OR1	Cardel Banco 2 (sustitución)	may-29	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR2	Coatepec Banco 2	may-29	Xalapa / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR3	El Lencero Banco 1	may-29	Xalapa / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR4	Cosolapa II Banco 2	may-29	Papaloapan / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR5	Tierra Blanca II Banco 1 (sustitución)	may-29	Papaloapan / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR6	Omealca Banco 1 (sustitución)	may-29	Córdoba / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR7	La Curva Banco 1 (sustitución)	mar-29	Los Ríos / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OR8	Tenosique Banco 1 (sustitución)	mar-29	Los Ríos / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓

... Continuación

CUADRO 8.6.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2025-2039

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Occidental	D25-OC1	El Carmen Banco 1	oct-30	Minas / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OC2	Apaseo Oriente Banco 2	abr-29	Celaya / Guanajuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OC3	Chipilo Banco 1 (sustitución)	abr-29	Celaya / Guanajuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OC4	Apaseo Banco 2 (sustitución)	abr-29	Celaya / Guanajuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-OC5	Jesús María Banco 1	abr-29	Aguascalientes / Aguascalientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D25-NO1	Placitas Banco 1	abr-29	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NO2	Pueblos Unidos Banco 1	abr-30	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NO3	Chametla Banco 1	abr-30	Mazatlán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NO4	Mazatlán Tecnológico Banco 2	abr-29	Mazatlán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Norte	D25-NT1	Cementos Banco 2	abr-30	Torreón / Coahuila	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NT2	Jardín Banco 2 (sustitución)	abr-29	Gómez Palacio / Durango	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NT3	Benito Juárez Banco 1 (sustitución)	abr-29	Juárez / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D25-NE1	Nuevo Santander Banco 1 (sustitución)	abr-29	Victoria / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NE2	Sierra Gorda Banco 1	jul-29	Rio Verde / Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NE3	Sabinas Hidalgo Banco 3	jun-29	Cerralvo / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NE4	El Pasito Banco 1	abr-30	Reynosa / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NE5	Fundadores Banco 1	jun-30	Piedras Negras / Coahuila	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-NE6	Carranza Banco 1	jun-30	Piedras Negras / Coahuila	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Peninsular	D25-PE1	Ucú Banco 2	abr-29	Mérida / Yucatán	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-PE2	Gobernadores Banco 1	abr-29	Campeche / Campeche	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-PE3	Kukulkán Banco 2	abr-30	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D25-BC1	Campestre Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-BC2	Mayos Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-BC3	Portales Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D25-BC4	Santa Cecilia Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓

8.6.1. Metas físicas de los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2025-2039

FIGURA 8.6.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM

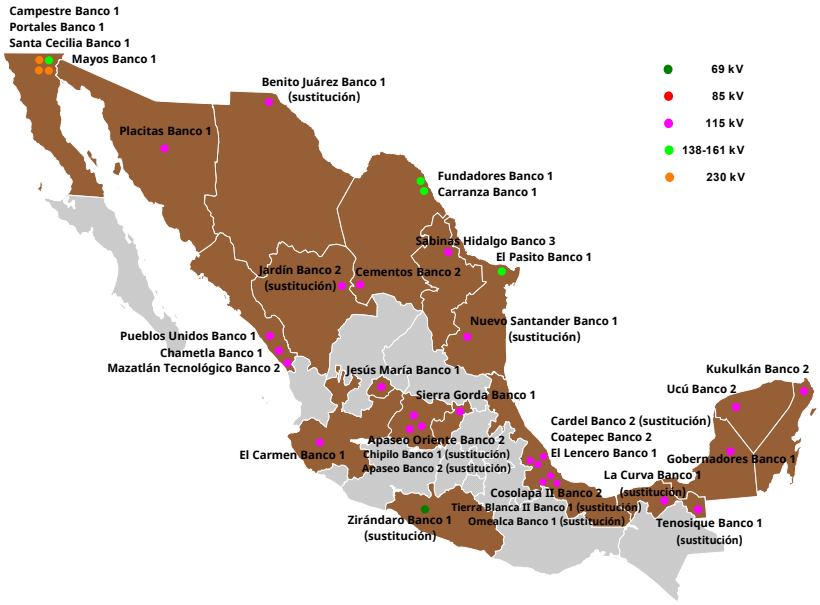


FIGURA 8.6.2 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 8.6.3 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

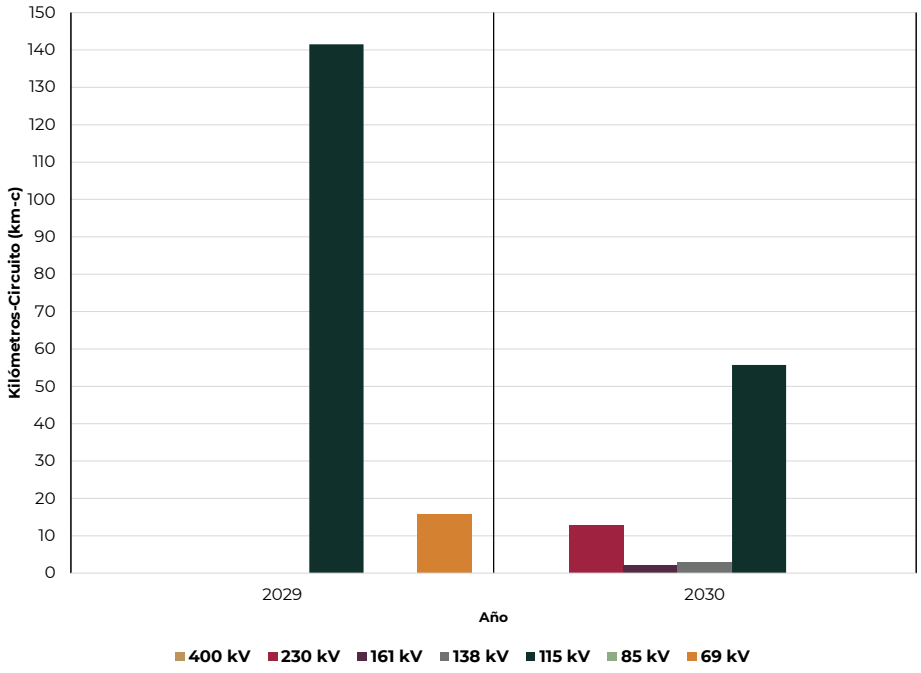


FIGURA 8.6.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR ENTIDAD FEDERATIVA

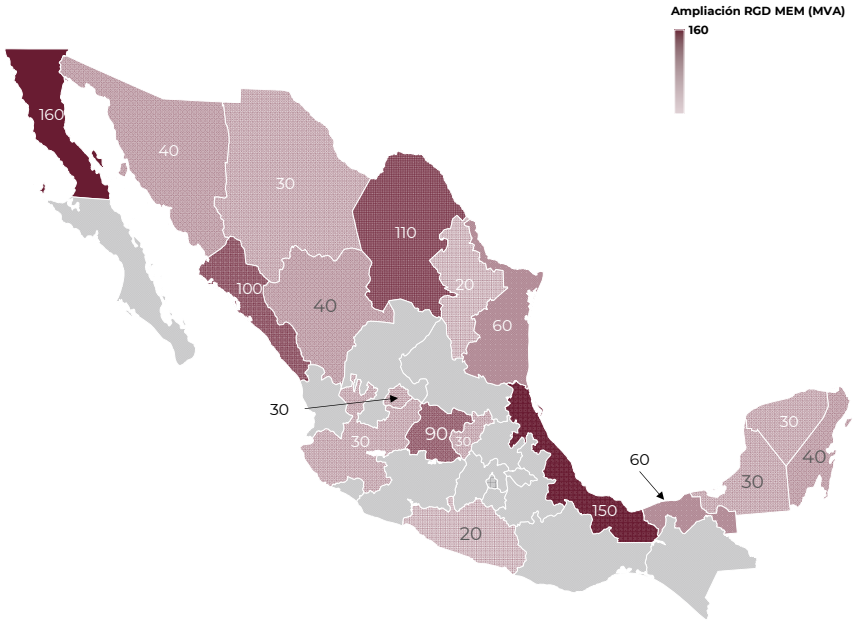
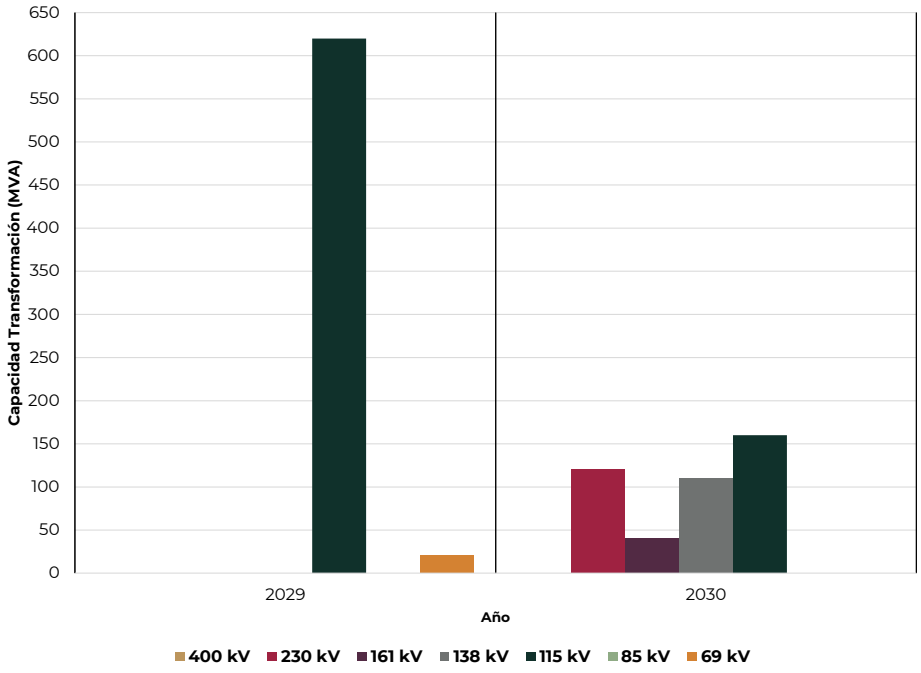


FIGURA 8.6.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.6.2. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Central

D25-CE1 Zirándaro Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio de Zirándaro se encuentra al noroeste del Estado de Guerrero, se realiza por medio de la SE Zirándaro con una capacidad instalada total 6.3 MVA y relación de transformación 69/13.8 kV, pertenece a la zona de Distribución Altamirano de la GCR Central.

El Banco de transformación la SE Zirándaro al cierre de 2024, presento una demanda de 5.6 MW lo cual corresponde al 93.56 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 6.1 MW que corresponde al 101.9% de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Zirándaro.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 72.288 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Recalibración de un LT Transmisión Huetamo 63510 Zirándaro de un circuito aislada y operada en el nivel de tensión de 69 kV, con una longitud aproximada de 15.63 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR-PM.

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 6.3 MVA por uno de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 69/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en 69 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria indicada en PDS es marzo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Zirándaro, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Altamirano se revisó una opción alterna factible que consiste en adicionar en la SE Zirándaro Banco 2 con un transformador de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 69/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 81.318 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Zirándaro Banco 1 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.18, un Valor Presente Neto (VPN) de 44.531 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13.94 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.12, un VPN de 30.170 millones de pesos y una TIR de 12.49 %.

CUADRO 8.6.2.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO ZIRÁNDARO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Huetamo-Zirándaro (recalibración)	115	1	15.63	mar-29	Central
Total			**15.63**		

CUADRO 8.6.2.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO ZIRÁNDARO BANCO 1

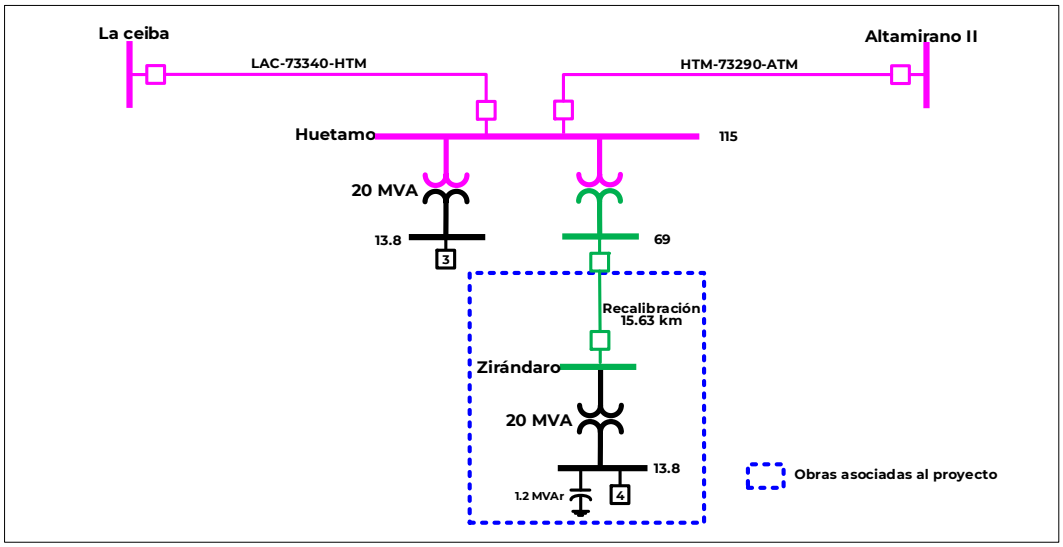
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Zirándaro Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	69/13.8	mar-29	Central
Total			**20.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.2.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO ZIRÁNDARO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Zirándaro MVAr	Capacitor	13.8	1.2	mar-29	Central
Total			**1.2**		

FIGURA 8.6.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO ZIRÁNDARO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



8.6.3. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Oriental

D25-OR1 Cardel Banco 2 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico de los municipios La Antigua y Úrsulo Galván, en el Estado de Veracruz, se realiza por medio de la SE Cardel con una capacidad instalada total de 40 MVA en dos bancos de transformación de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la zona de Distribución Veracruz de la GCR Oriental. Sin embargo, solamente el Banco 2 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 2 de la SE Cardel, al cierre de 2024, presentó una demanda de 19.8 MW lo cual corresponde al 104.3 % de su respectiva capacidad nominal, con acciones de optimización en la red de media tensión, se descarga en 2025, sin embargo, para el año 2029, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 19.1 MW que corresponde al 100.52 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación 2 de la SE Cardel.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 40.901 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 20 MVA por uno de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región de los municipios La Antigua y Úrsulo Galván, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Veracruz se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada “Cempoala Banco 1”, interconectada en anillo interconectando la LT La Gloria Maniobras-73800-Punta Limón a través de una Línea de transmisión de doble circuito de 2.2 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR TA, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica será de 9.375 MVA con relación 115/13.8 kV, dos alimentadores en 115 kV y dos alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 108.182 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Cardel Banco 2 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.63, un Valor Presente Neto (VPN) de 207.056 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 29.35 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.34, un VPN de 122.680 millones de pesos y una TIR de 16.81 %.

CUADRO 8.6.3.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CARDEL BANCO 2

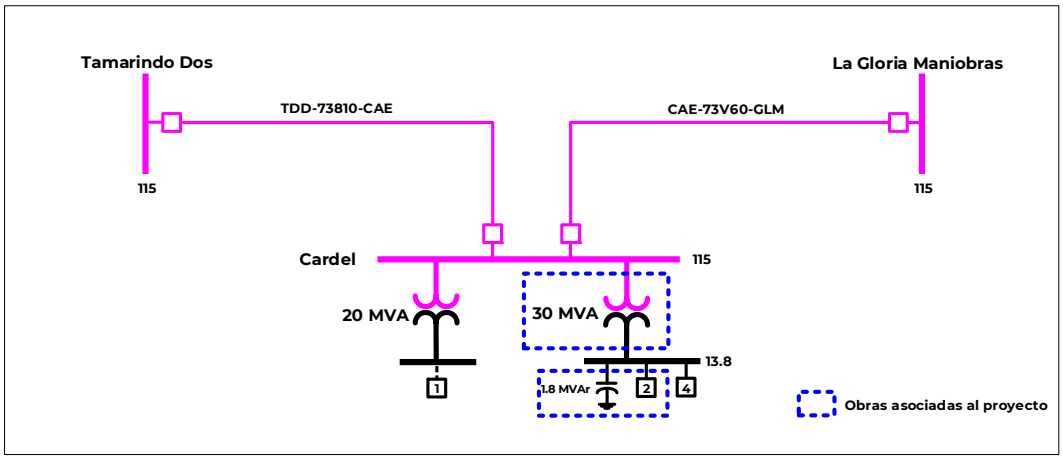
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cardel Banco 2 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.3.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CARDEL BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cardel MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-29	Oriental
Total			**1.8**		

T. Transformador

FIGURA 8.6.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CARDEL BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)



D25-OR2 Coatepec Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Coatepec, Xico, Teocelo, Cosautlán de Carvajal, Tuzamapan y Jalcomulco, Estado de Veracruz, se realiza por medio de las SE Coatepec, cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la Zona de Distribución Xalapa dentro del ámbito de influencia de la GCR Oriental.

El banco de la SE Coatepec, registro valores de demanda al cierre del 2024 de 23.9 MW que corresponden al 83.85 % de su capacidad nominal. Sin embargo, debido al crecimiento natural de la demanda y de acuerdo con el PDS 2025-2039 para el año 2029 se pronostican demandas de 28.5 MW lo cual corresponde al 100.0 % de su capacidad, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo en los municipios de Coatepec, Xico, Teocelo, Cosautlán de Carvajal, Tuzamapan y Jalcomulco, Estado de Veracruz es la saturación del banco transformación de la SE Coatepec.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la región, la cual tiene una actividad económica basada en el comercio y servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 67.985 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Coatepec con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Cuatro alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Red Eléctrica de 13.8 kV de los municipios los municipios de Coatepec, Xico, Teocelo, Cosautlán de Carvajal, Tuzamapan y Jalcomulco, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa o ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la Zona de Distribución Xalapa, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada “Baxtla Banco 1”, interconectada de manera radial con la SE Coatepec a través de una Línea de Transmisión de 14.43 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR-TA, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica será de 20 MVA con relación 115/13.8 kV, dos alimentadores de 115 kV y cuatro alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 181.319 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, la construcción de la SE Coatepec Banco 2, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.63, un Valor Presente Neto (VPN) de 446.461 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 31.13 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.38, un VPN de 293.350 millones de pesos y una TIR de 18.24 %.

CUADRO 8.6.3.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO COATEPEC BANCO 2

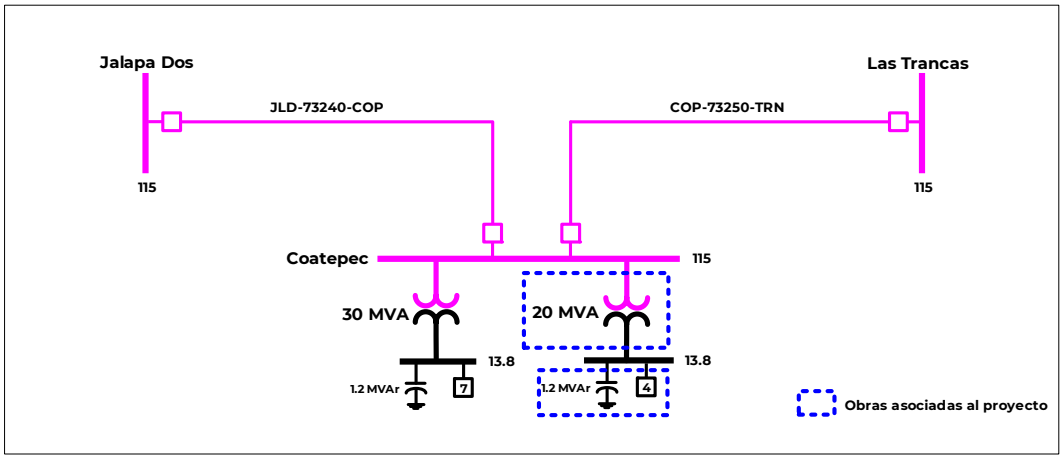
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Coatepec Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**20.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO COATEPEC BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Coatepec MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-29	Oriental
Total			**1.2**		

FIGURA 8.6.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO COATEPEC BANCO 2



D25-OR3 Lencero Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los Municipios de Xalapa y Emiliano Zapata se realiza por medio de las SE Las Trancas ubicada en la Zona de Distribución Xalapa perteneciente a la GCR Oriental. Para abastecer la demanda, esta Subestación Eléctrica cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/13.8 kV.

Al cierre del 2024 el Banco 1 de la SE Las Trancas presentó una demanda de 24.6 MW. Sin embargo, de acuerdo con el PDS 2025-2039, se pronostica que para el año 2029 tendrán una demanda de 28.5 MW, lo que representa

una saturación de 100.0 % de su capacidad instalada, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica en la zona, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Las Trancas.

Considerando el incremento de carga pronosticado para los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental de la zona con la infraestructura eléctrica esperada para 2029 derivando en problemas operativos; como lo son una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a la sobrecarga del banco de transformación de acuerdo con las demandas pronosticadas.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 157.239 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una LT aérea de doble circuito aislada y operada en el nivel de tensión de 115 kV, con una longitud aproximada de 2.79 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-TA y otro con una longitud aproximada de 0.78 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT para entroncar la LT existente Cementos Moctezuma - 73X10- Las Trancas en la nueva SE Lencero. Cabe destacar que para esta Línea de Transmisión se considera su construcción en terreno rural.

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de la Subestación Eléctrica denominada El Lencero mediante la instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores en 115 kV en la Subestación Eléctrica El Lencero para su conexión con la LT Cementos Moctezuma – 73X10 – La Trancas y 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV y 3.0 km de circuitos en media tensión para su conexión a los actuales ramales de distribución. Así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de los municipios de Xalapa y Emiliano Zapata, ante condiciones de Red Eléctrica completa y contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas I2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la Zona de Distribución Xalapa, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada "Corral Falso" interconectada de manera anillada con la Línea Cementos Moctezuma - 73X10 - Las Trancas a través de una nueva Línea de Transmisión de doble circuito en 115kV con una longitud aproximada de 0.85 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-TA y otro con una longitud aproximada de 2.33 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT, la capacidad de transformación en dicha subestación será de 30 MVA con relación 115/13.8 kV y contará con 6 alimentadores en media tensión con salida subterránea de 0.5 km (por alimentador) calibre AL 750 XLP kCM. Cabe destacar que para esta Línea de Transmisión se considera terreno normal.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 158.912 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, la construcción de la SE Lencero Banco 1, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.36, un Valor Presente Neto (VPN) de 222.610 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 17.30 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.34, un VPN de 214.743 millones de pesos y una TIR de 16.98 %.

CUADRO 8.6.3.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO LENCERO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Lencero entronque Cementos Moctezuma – Las Trancas	115	2	7.14	may-29	Oriental
Total			**7.14**		

CUADRO 8.6.3.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LENCERO BANCO 1

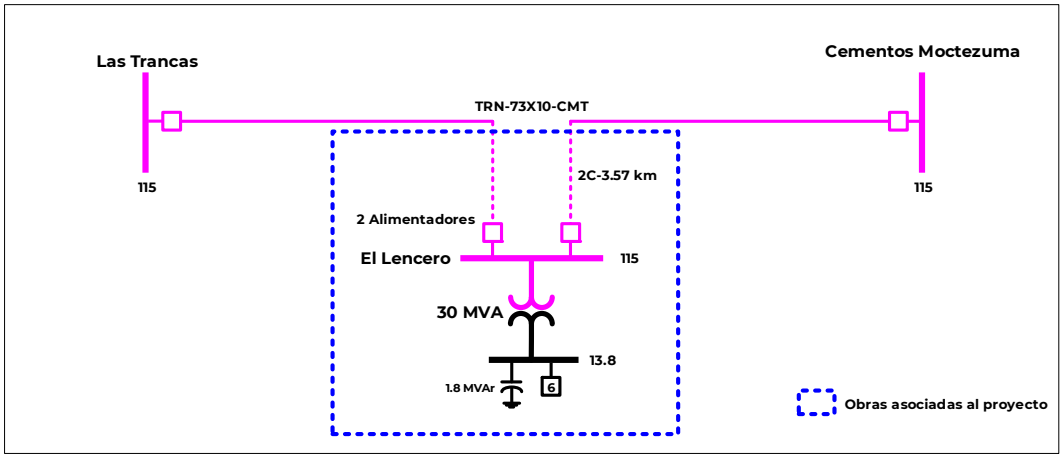
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Lencero Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LENCERO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Lencero MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-29	Oriental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.3.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LENCERO BANCO 1



D25-OR4 Cosolapa Dos Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Cosolapa en el Estado de Oaxaca, Oxochitlán en el Estado de Puebla, y Tezonapa y Motzorongo en el Estado de Veracruz, se realiza por medio de las SE Cosolapa Dos, cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la Zona de Distribución Papaloapan dentro del ámbito de influencia de la GCR Oriental.

El banco de la SE Cosolapa Dos, registro valores de demanda al cierre del 2024 de 18.5 MW que corresponden al 97.48 %. Sin embargo, debido al crecimiento natural de la demanda y de acuerdo con el PDS 2025-2039 para el año 2029 se pronostican demandas de 19.0 MW lo cual corresponde al 100.0 % de su capacidad, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo en los municipios de Cosolapa en el Estado de Oaxaca, Oxochitlán en el Estado de Puebla, y Tezonapa y Motzorongo en el Estado de Veracruz es la saturación del banco transformación de la SE Cosolapa Dos.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la región, la cual tiene una actividad económica basada en el comercio y servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 67.985 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Cosolapa Dos con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Cuatro alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Red Eléctrica de 13.8 kV de los municipios de Cosolapa en el Estado de Oaxaca, Oxochitlán en el Estado de Puebla, y Tezonapa y Motzorongo en el Estado de Veracruz, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa o ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la Zona de Distribución Papaloapan, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada “Acatlán Banco 1”, operación en anillo con la SE Temascal Uno y la SE Cosolapa Dos, a través de una Línea de Transmisión de doble circuito de 0.15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-TA km, la capacidad de transformación en dicha subestación será de 20 MVA con relación 115/13.8 kV, dos alimentadores en 115 kV y cuatro alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 110.312 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, la construcción de la SE Cosolapa Dos Banco 2, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.11, un Valor Presente Neto (VPN) de 17.238 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 11.81 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.01, un VPN de 1.291 millones de pesos y una TIR de 10.1 %.

CUADRO 8.6.3.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO COSOLAPA DOS BANCO 2

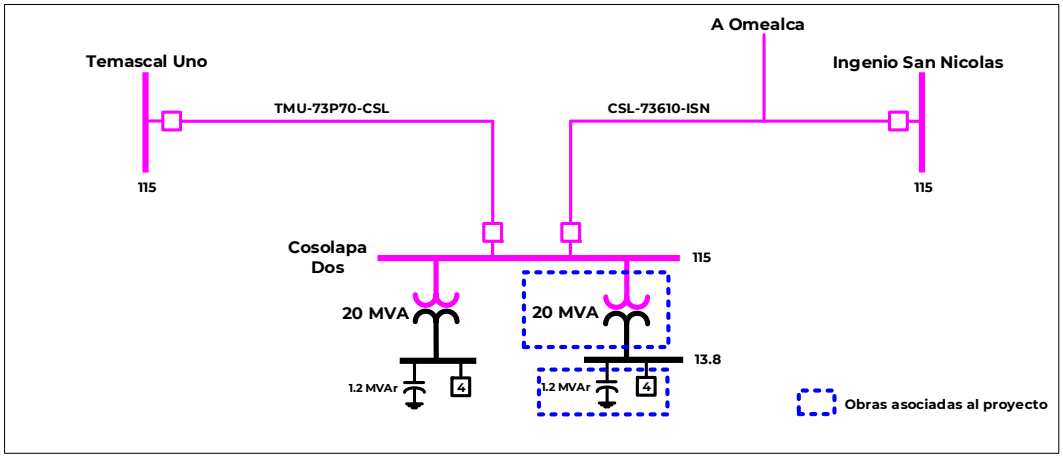
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cosolapa Dos Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**20.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO COSOLAPA DOS BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cosolapa Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-29	Oriental
Total			**1.2**		

FIGURA 8.6.3.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO COSOLAPA DOS BANCO 2



D25-OR5 Tierra Blanca Dos Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio de Tierra Blanca, Veracruz, se realiza por medio de la SE Tierra Blanca Dos con una capacidad instalada total de 40 MVA que consiste en dos bancos de transformación de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la Zona de Distribución Papaloapan de la GCR Oriental. Sin embargo, solamente el Banco 1 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 1 de la SE Tierra Blanca Dos, al cierre de 2024, presentaron una demanda de 18.5 MW que corresponde al 97.36 % de su capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039 la subestación Eléctrica, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 19.0 MW que representa un 100.0 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco 1 de transformación de la SE Tierra Blanca Dos.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 53.197 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 20 MVA por uno de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Tres alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM. Así como la construcción de un alimentador en 115 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Tierra Blanca, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Papaloapan se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada "Antorcha Banco 1", interconectada de manera anillada con la Línea de Transmisión La Granja Tres - 73860 – Tierra Blanca Dos a través de una nueva Línea de Transmisión de doble circuito con una longitud aproximada de 0.15 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR-TA, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica será de 9.375 MVA con relación 115/13.8 kV, dos alimentadores de 115 kV en la SE Antorcha, un alimentador de 115 kV en Tierra Blanca Dos y tres alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 106.321 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Tierra Blanca Dos Banco 1 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.54, un Valor Presente Neto (VPN) de 159.608 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 23.64 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.27, un VPN de 95.394 millones de pesos y una TIR de 15.31 %.

CUADRO 8.6.3.10. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO TIERRA BLANCA DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

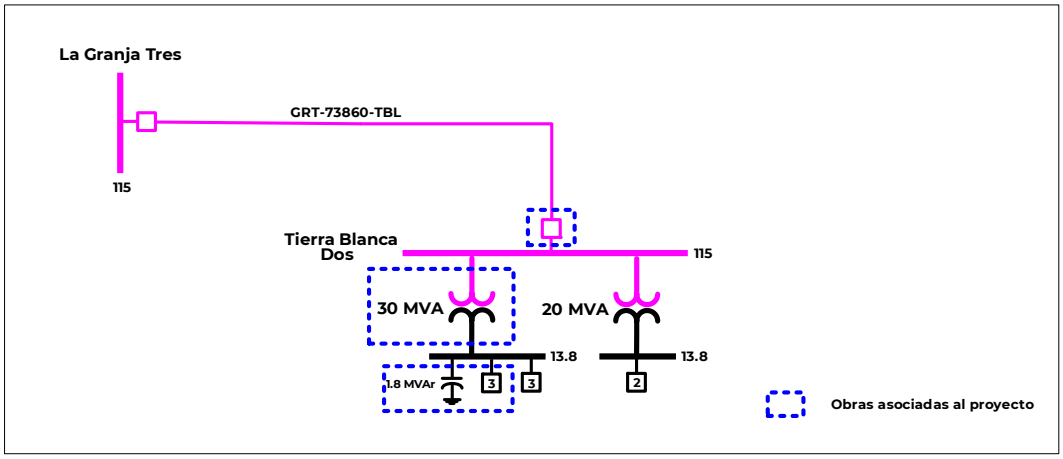
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tierra Blanca Dos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.11. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO TIERRA BLANCA DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tierra Blanca Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-29	Oriental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.3.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO TIERRA BLANCA DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D25-OR6 Omealca Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio de Omealca y parte de los municipios de Tezonapa y Cuichapa, en el Estado de Veracruz, se realiza por medio de la SE Omealca con una capacidad instalada total 9.375 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la zona de Distribución Córdoba de la GCR Oriental.

El Banco de la SE Omealca, al cierre de 2024, presento una demanda de 8.2 MW lo cual corresponde al 92.07 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 8.9 MW que corresponde al 100.0 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Omealca.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda

incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 38.350 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 9.375 MVA por uno de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Omealca y parte de los municipios de Tezonapa y Cuichapa, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Córdoba se revisó una opción alterna factible que consiste en adicionar en la SE Omealca Banco 2 con un transformador de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 46.629 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Omealca Banco 1 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.39, un Valor Presente Neto (VPN) de 71.123 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 19.68 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.33, un VPN de 62.278 millones de pesos y una TIR de 17.42 %.

CUADRO 8.6.3.12. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO OMEALCA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

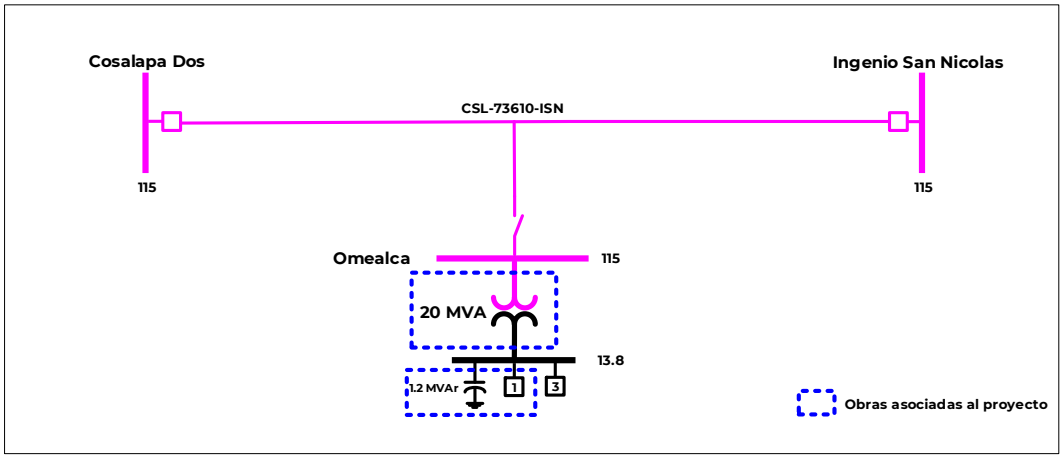
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Omealca Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-29	Oriental
Total			**20.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO OMEALCA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Omealca MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-29	Oriental
Total			**1.2**		

FIGURA 8.6.3.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO OMEALCA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D25-OR7 La Curva Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio Macuspana, en el estado de Tabasco, se realiza por medio de la SE La Curva, la cual tienen una capacidad instalada total de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, pertenece a la zona de Distribución Los Ríos de la GCR Oriental.

El Banco 1 de la SE La Curva, al cierre de 2024, presento una demanda de 18.5 MW lo cual corresponde al 97.36 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 19.4 MW que corresponde al 102.11 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE La Curva.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 77.366 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 20 MVA por uno de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- un alimentador en 115 kV y dos alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es marzo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Macuspana, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Los Ríos se revisó una opción alterna factible que consiste en adicionar en la SE La Curva Banco 2 con un transformador de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 112.383 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, La Curva Banco 1 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.41, un Valor Presente Neto (VPN) de 123.850 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 19.22 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.23, un VPN de 77.324 millones de pesos y una TIR de 14.5 %.

CUADRO 8.6.3.14. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LA CURVA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

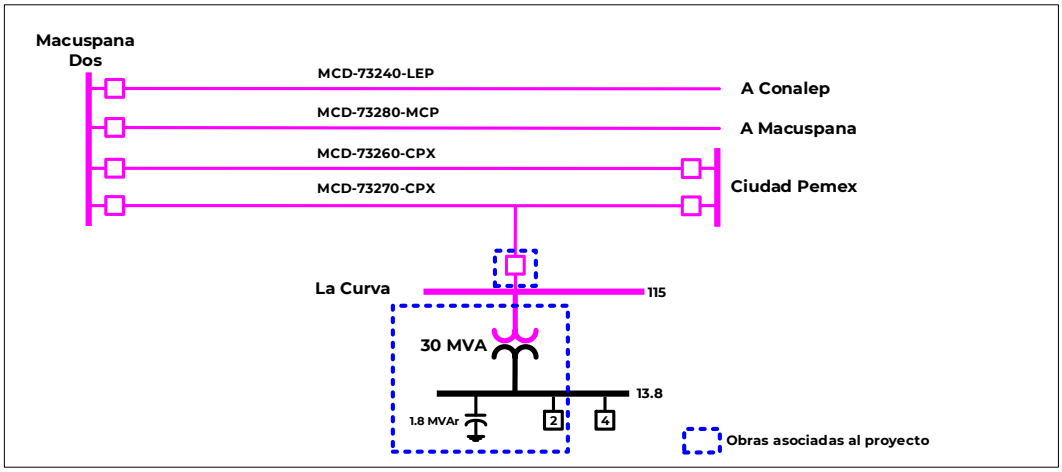
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
La Curva Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-29	Oriental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.15. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LA CURVA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
La Curva MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-29	Oriental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.3.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LA CURVA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D25-OR8 Tenosique Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio Tenosique, en el Estado de Tabasco, se realiza por medio de la SE Tenosique con una capacidad instalada total de 40 MVA en dos bancos de transformación de 20 MVA, uno relación de transformación 115/13.8 kV y otros con relación de 115/34.5 kV, pertenece a la zona de Distribución Los Ríos de la GCR Oriental. Sin embargo, solamente el Banco 1 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 1 de la SE Tenosique, al cierre de 2024, presento una demanda de 18.4 MW lo cual corresponde al 96.8 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 19.3 MW que corresponde al 101.57 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco 1 de transformación de la SE Tenosique.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 79.893 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución de un banco de transformación de 20 MVA por uno de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en 115 kV y tres alimentadores en media tensión, con la reconfiguración y adición de Red Eléctrica en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es marzo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Tenosique, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Los Ríos se revisó una opción alterna factible que consiste en adicionar en la SE Tenosique Banco 3 con un transformador de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 107.369 millones de pesos de 2024.

Sin embargo, Tenosique Banco 1 (sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.41, un Valor Presente Neto (VPN) de 118.963 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 18.81 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.26, un VPN de 83.168 millones de pesos y una TIR de 14.94 %.

CUADRO 8.6.3.16. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO TENOSIQUE BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

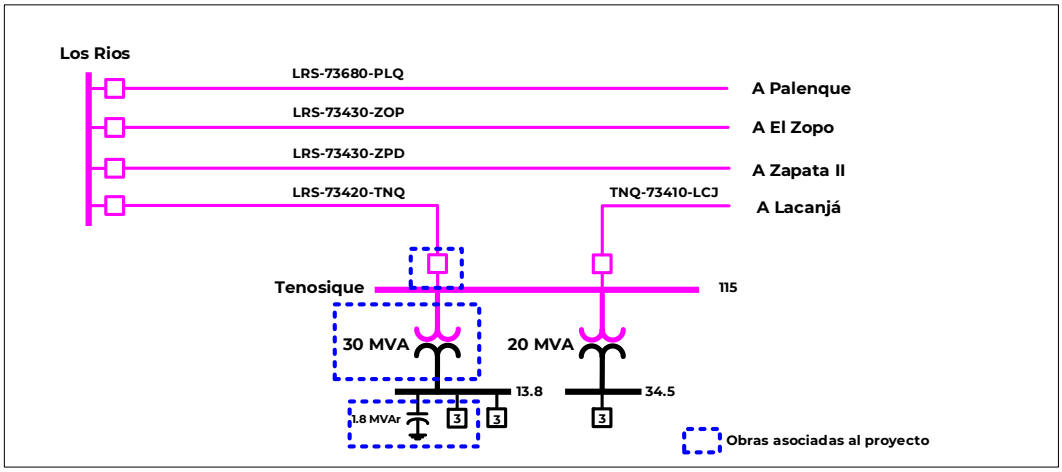
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tenosique Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-29	Oriental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.3.17. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO TENOSIQUE BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tenosique MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-29	Oriental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.3.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO TENOSIQUE BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



8.6.4. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Occidental

D25-OC1 El Carmen Banco1

Diagnóstico operativo.

En el municipio de Ahualulco de Mercado, Jalisco, se suministra energía eléctrica a través de las Subestaciones Eléctricas Nueva Estancita y Tala. La SE Nueva Estancita, cuenta con un banco de transformación de capacidad de 20 MVA y una relación de transformación de 115/23. La SE Tala, cuenta con dos bancos de transformación con capacidad de 20 MVA cada uno y una relación de transformación de 69/23 kV.

En este polígono, convergen el municipio de Ahualulco de Mercado y Teuchitlán, ambos pertenecientes al estado de Jalisco. En los últimos años se ha incrementado la demanda eléctrica debido a un mayor número de desarrollos habitacionales, comerciales y agrícolas; los bancos de transformación de las SE Estancita Banco 1 y Tala Banco 1, presentaron una demanda máxima en el año 2024 de 15.3 MW y 15.1 MW, respectivamente, alcanzando un factor de utilización del 80.5% y 79.47%. De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, elaborado por CENACE, para el año de 2030, el Banco 1 de la SE Estancita alcanzará una demanda de 19.3 MW, equivalente al 101.57% de su capacidad nominal. El Banco 1 de la SE Tala presentará una demanda de 19.1 MW, equivalente a un factor de utilización de 101.58%.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo, debido a la demanda incremental para la zona de influencia, es la saturación de la capacidad de transformación de los Bancos de 1 de las SE Estancita y SE Tala.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura esperada en 2030, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica cercana al Centro de Carga y polos de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el suministro eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de 244.22 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión aislada y operada en 115 kV de doble circuito con una longitud aproximada de 14 km para entroncar la actual Línea de Transmisión Nueva Estancita – 73280 – Ameca para entroncar en la nueva SE El Carmen.

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada El Carmen mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 23 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- El proyecto contempla la construcción de dos alimentadores aislados y operados en 115 kV para el entronque de la actual Línea de Transmisión Nueva Estancita – 73280 – Ameca para el entronque en la nueva SE El Carmen.
- Construcción de 5 alimentadores en media tensión aéreo/subterráneo en 23 kV con una longitud aproximada de 2.5 totales.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es octubre de 2030.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en el área de los municipios de Ahualulco de Mercado y Teuchitlán, Jalisco, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la nueva SE El Carmen Banco 1 en la Zona de Distribución Minas, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Guachimontones con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/23 kV, un banco de compensación de 1.8 MVAr en nivel de 23 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 260.226 millones de pesos de 2024. Sin embargo, la Alternativa El Carmen Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.51, un Valor Presente Neto (VPN) de 646.641 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 22.89. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.49, un VPN de 627.222 millones de pesos y una TIR de 22.03 %.

CUADRO 9.6.4.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO EL CARMEN BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Carmen entronque Nueva Estancita – 73280 – Ameca	115	2	28.0	oct-30	Occidental
Total			**28.0**		

CUADRO 8.6.4.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EL CARMEN BANCO 1

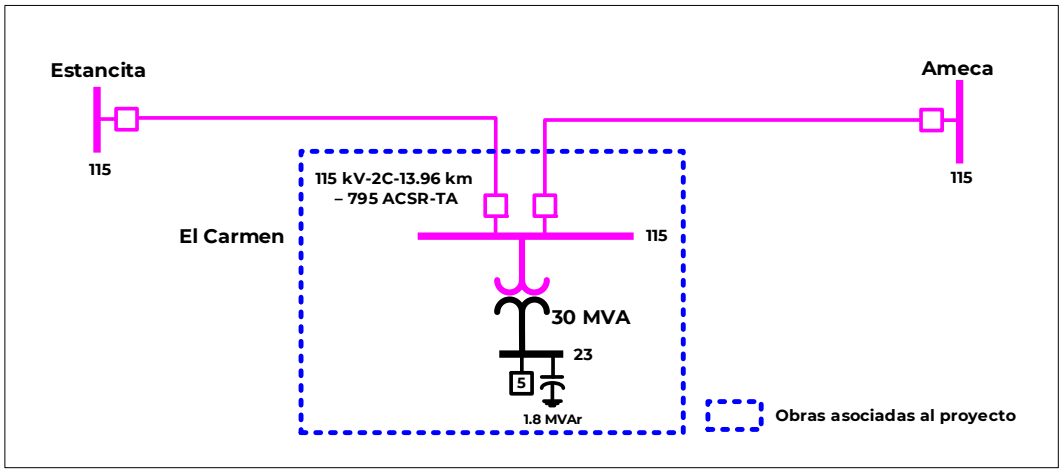
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Carmen Banco 1	1	T	30.0	115/23	Oct-30	Occidental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.4.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EL CARMEN BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Carmen MVAr	Capacitor	23	1.8	Oct-30	Occidental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EL CARMEN BANCO 1



D25-OC2 Apaseo Oriente Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica para el oriente de la ciudad de Apaseo el Alto, Guanajuato, se realiza mediante la SE Apaseo Oriente localizada en la Zona de Distribución Celaya, perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente, la SE Apaseo Oriente cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA, en un solo banco de transformación, con relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE Apaseo Oriente, al cierre del año 2024, registra una demanda máxima de 26.1 MW equivalente al 91.57% de su carga nominal. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2029 se pronóstica una carga de 28.8 MW, lo que representa un 101.5 % de la capacidad de carga nominal del banco de transformación involucrado.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de las SE Apaseo Oriente.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo habitacional y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura instalada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Apaseo Oriente.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de 111.117 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Apaseo Oriente mediante la instalación de un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 Kv.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- El proyecto contempla la construcción de 5 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la Zona de Distribución Celaya, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la nueva SE Apaseo Oriente Banco 2 se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Apaseo Oriente, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva Subestación Eléctrica de nombre Apaseo El Alto Banco 1, entroncada en la Línea de Transmisión Apaseo -73330- Apaseo Oriente la cual contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con una capacidad de 30 MVA. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 211.058 millones de pesos de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 SE Apaseo Oriente Banco 2, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.58, un Valor Presente Neto (VPN) de 391.465 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 25.01 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.32, un VPN de 254.596 millones de pesos y una TIR de 16.3 %.

CUADRO 8.6.4.4. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO APASEO ORIENTE BANCO 2

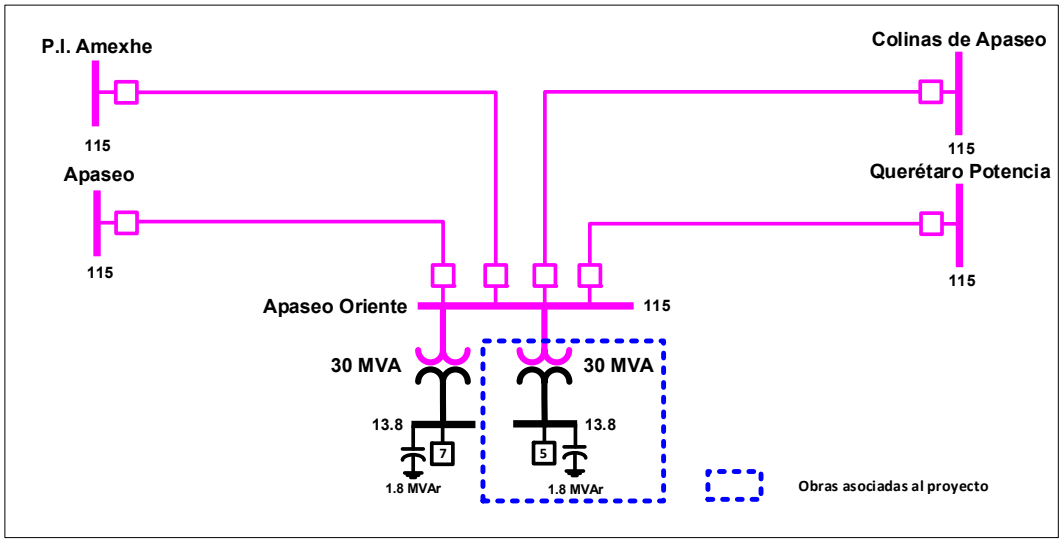
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Apaseo Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Occidental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.4.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO APASEO ORIENTE 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Apaseo Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Occidental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.4.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO APASEO ORIENTE BANCO 2



D25-OC3 Chipilo Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica para la zona noreste de la ciudad de San Miguel de Allende, Guanajuato, es proporcionado a través de la Subestación Eléctrica Chipilo, que cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y una relación de transformación de 115/13.8 kV. Dicha Subestación Eléctrica pertenece a la zona de Distribución Celaya, que forma parte de la GCR Occidental.

El banco 2 de la SE Chipilo, al cierre del año 2024, registro una carga máxima de 17.6 MW que representa el 92.63% de su capacidad nominal: Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2029 se espera una carga de 19.2 MW, lo que representa un 101.05 % de la capacidad de la carga nominal del banco de transformación.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Chipilo.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial, habitacional y comercial de la zona de influencia, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura esperada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Chipilo.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de 58.438 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución del Banco 1 de la SE Chipilo mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Construcción de dos nuevos alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 9.44 km-c.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de influencia de la SE Chipilo, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta en la SE Chipilo Banco 1, se optimizarán los circuitos de media tensión, la reducción de pérdidas eléctricas y se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Chipilo, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica, de nombre Los Rodríguez Banco 1 con un banco de transformación de 12.5 MVA y una relación de transformación 115/13.8 kV entroncada en la Línea de Transmisión La Soledad- 73800- Chipilo y Red Eléctrica asociada en los niveles de tensión de 115 y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 140.297 millones de pesos de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 Chipilo Banco 1 Sustitución, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.62, un Valor Presente Neto (VPN) de 248.827 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 27.6 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.3, un VPN de 142.478 millones de pesos y una TIR de 15.61 %.

CUADRO 8.6.4.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CHIPILO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

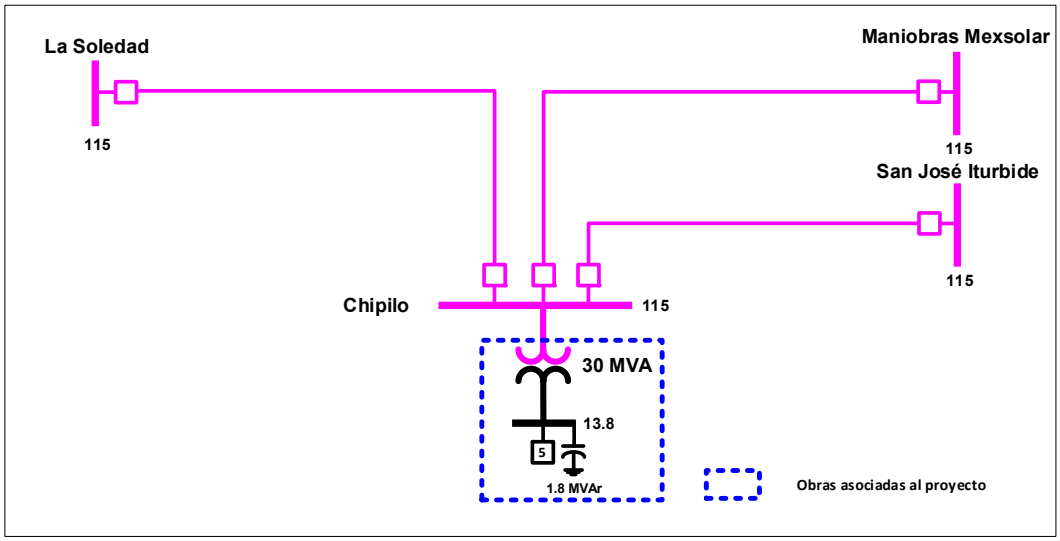
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Chipilo Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Occidental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.4.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CHIPILO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Chipilo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Occidental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.4.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CHIPILO BANCO 1 SUSTITUCIÓN



D25-OC4 Apaseo Banco 2 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica para la zona este de la ciudad de Apaseo el Alto, Guanajuato, se logra por medio de la Subestación Eléctrica (SE) Apaseo, la cual cuenta con una capacidad instalada de 40 MVA, con dos bancos de transformación de 20 MVA cada uno y una relación de transformación de 115/13.8.

Durante el 2024, el Banco 2 de la SE Apaseo, presentó una demanda máxima de 17.95 MW, alcanzando una carga de 94.47% de acuerdo con su capacidad nominal, y de acuerdo con el crecimiento pronosticado para la zona para el banco 2 de esta Subestación Eléctrica, se estima en 19.3 MW la demanda en el 2029, siendo la carga del banco del 101.58% de la capacidad nominal.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco de transformación 2 de la SE Apaseo.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial y habitacional de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental pronosticada para la zona de influencia, con la infraestructura esperada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a los niveles de carga de los elementos de transformación adyacentes.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 53.463 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas.

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución del actual Banco 2 de la SE Apaseo de 20 MVA de capacidad por uno de 30 MVA.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Construcción de un alimentador en 13.8 kV con su respectiva salida subterránea de una distancia aproximada de 5.5 km y equipos en la Subestación Eléctrica.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de Apaseo, y se atiende la demanda incremental debido al crecimiento comercial, habitacional e industrial de la zona.

Con la infraestructura propuesta de sustitución del Banco 2 de la SE Apaseo, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Apaseo, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada "La Labor" con un banco de transformación de 12.5 MVA y una relación de transformación de transformación 115/13.8 kV, así como Red Eléctrica asociada en nivel de tensión de 115 y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 125.194 millones de pesos.

Sin embargo, la Alternativa 1 SE Apaseo Banco 2 (Sustitución), es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.58, un Valor Presente Neto (VPN) de 197.035 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 26.07 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.28, un VPN de 109.249 millones de pesos y una TIR de 15.31 %.

CUADRO 8.6.4.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO APASEO BANCO 2

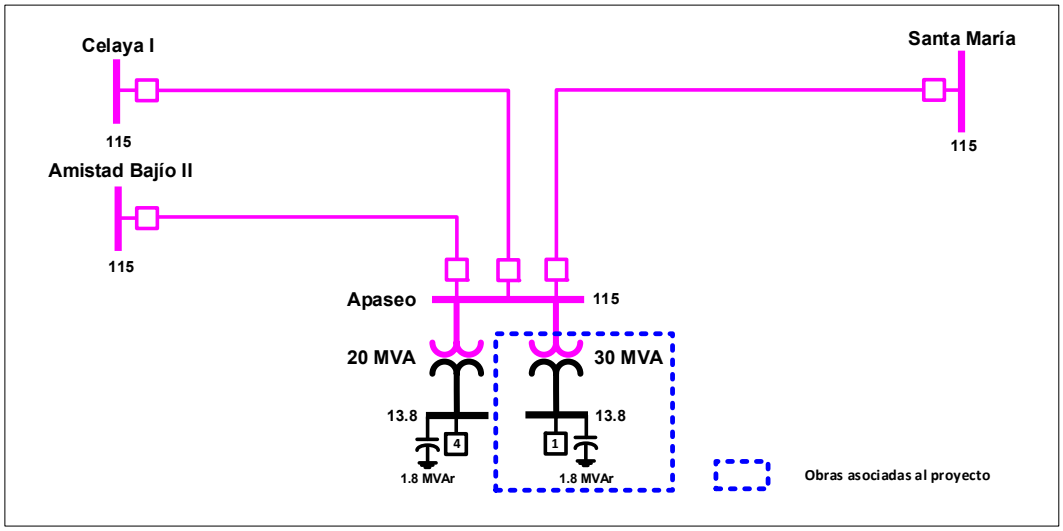
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Apaseo Banco 2 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Occidental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.4.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO APASEO BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Apaseo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Oriental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.4.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO APASEO BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)



D25-OC5 Jesús María Banco 1

Diagnóstico operativo.

La zona norte de la ciudad de Aguascalientes, Aguascalientes, es alimentada eléctricamente a través de las Subestaciones Eléctricas San Francisco de los Romo, Las Margaritas y Gómez Portugal. La SE San Francisco de los Romo, tiene instalada una capacidad de transformación de 30 MVA, consistente en un banco de transformación con relación 115/13.8 kV; Las Margaritas cuenta con una capacidad de 40 MVA, con dos bancos de 20 MVA cada uno y una relación de transformación de 115/13.8 kV y la SE Gómez Portugal cuenta con un banco de 40 MVA con una relación de transformación de 115/13.8 kV.

El Banco 2 de la SE San Francisco de los Romo, al cierre de 2024 presentó una demanda de 28.1 MW que corresponde al 98.6 %. Sin embargo, para el año 2029, se pronostica que el banco alcance una demanda de 28.6 MW que representa un 100.53 % de la capacidad nominal. El Banco 2 de la Subestación Eléctrica Las Margaritas alcanzó una demanda máxima en el 2024 de 15.2 MW el cual presenta un factor de utilización de 80.00 % y de acuerdo con el pronóstico, para el año 2029, su factor de utilización estará cercano al 100%.

El Banco 1 de 40 MVA de la SE Gómez Portugal presentó una demanda máxima en el 2024 de 29.02 MW el cual presenta un factor de utilización de 76.37 %, pero de acuerdo con el pronóstico en el año 2029 sobrepasaría su límite de 38 MW.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo debido a la demanda incremental para la zona de influencia es la saturación del Banco 2 de la SE San Francisco de los Romo y la saturación del Banco 1 de la SE Gómez Portugal además de que el Banco 2 de la SE Las Margaritas llegaría a niveles de carga cercanos a su saturación.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura esperada en 2029, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica cercana al Centro de Carga y polos de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el suministro eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de 219.702 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión de aproximadamente 11 km de longitud doble circuito aislada y operada en 115 kV de un conductor por fase calibre 795 tipo ACSR para entroncar la actual Línea de Transmisión Aguascalientes I – 73040 – Aguascalientes Norte.

TRANSFORMACIÓN

- Instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV en la SE Jesús María.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- El proyecto contempla la instalación de 2 alimentadores aislados y operados en 115 kV para el entronque de la Línea de Transmisión Aguascalientes I – 73040 – Aguascalientes Norte.
- Construcción de 6 alimentadores en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 2.00 km.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en el área norte de la ciudad de Aguascalientes, Aguascalientes, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la Subestación Eléctrica Jesús María, en la Zona de Distribución Aguascalientes, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Paso Blanco, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 239.693 millones de pesos de 2024. Sin embargo, la Alternativa Jesús María Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.87, un Valor Presente Neto (VPN) de 1,493.874 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 44.2 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.64, un VPN de 1,109.578 millones de pesos y una TIR de 32.93 %.

CUADRO 8.6.4.10. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO JESÚS MARÍA BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Jesús María entronque Aguascalientes I – 73040 – Aguascalientes Norte	115	2	22.0	abr-29	Occidental
Total			**22.0**		

CUADRO 8.6.4.11. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO JESÚS MARÍA BANCO 1

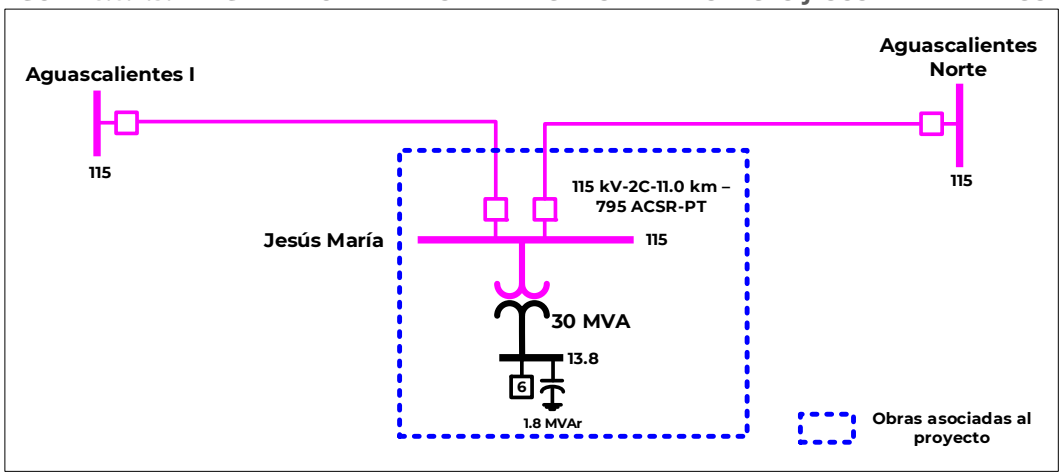
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Jesús María Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Occidental
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.4.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO JESÚS MARÍA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Jesús María MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Occidental
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.4.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO JESÚS MARÍA BANCO 1



8.6.5. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Noroeste

D25-NO1 Placitas Banco 1

Diagnóstico operativo

La Red Eléctrica de alta tensión de la Zona de Transmisión Hermosillo que abastece los bancos de distribución de la zona, en el ámbito de la GCR Noroeste, está conformada por Líneas de Transmisión anilladas de 115 kV hacia los equipos de transformación que suministran la demanda de energía eléctrica. Durante la temporada de verano se presenta la demanda máxima a consecuencia de las altas temperaturas, motivo por el cual, el Sistema Eléctrico de Distribución presenta una alta demanda durante los meses de verano.

El área surponiente de la ciudad de Hermosillo, Sonora, se suministra de energía eléctrica a través de la Subestación Eléctrica Río Sonora (RIS), la cual está integrada por dos transformadores de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, cada uno. Con base en el documento de Pronostico de Demanda por Subestaciones, PDS 2025-2045, se prevé que los elementos de transformación se saturen para el año 2029 con una demanda de 76.0 MW, bajo estas condiciones de operación de demanda de energía eléctrica se tendrá saturada la capacidad de los equipos de transformación por lo que se requiere construir una nueva Subestación Eléctrica.

Problemática

En el área de influencia de la Subestación Eléctrica Río Sonora (RIS) en la Ciudad de Hermosillo se ha incrementado la demanda de energía eléctrica derivada de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo residencial, los bancos de transformación de esta Subestación Eléctrica presentaron una demanda máxima de 33.9 MW y 22.2 MW respectivamente, RIS-T1 y RIS-T2, en 2024. Debido al continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en el PDS 2025-2045 se espera la saturación de la transformación en los próximos cinco años.

Para el año 2029, el banco de transformación de la SE Río Sonora RIS-T1 con 40 MVA de capacidad operaría al 99 %, con una demanda de 37.6 MW mientras que el banco RIS-T2 de 40 MVA de capacidad se encontrará al 101.1 % con una demanda de 38.4 MW.

De acuerdo con la problemática de saturación de los bancos de transformación existentes a causa del incremento en la demanda de energía eléctrica en años próximos, el balance de carga entre los bancos se dificulta ya que el área de influencia de la SE Río Sonora se encuentra al surponiente de la ciudad de Hermosillo en los límites entre fronteras de la Red Eléctrica en media tensión de las Redes Generales de Distribución de la Zona de Transmisión Hermosillo, lo que imposibilita la optimización en circuitos eléctricos de media tensión.

Con base en la problemática presentada, se observa la necesidad de un nuevo proyecto denominado Placitas Banco 1, el cual da la solución integral en el área de influencia, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental de energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto Placitas Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 187.276 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como Placitas con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 3.0 km de longitud (6.0 km-c) calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR/PT, para entroncar la LT Hermosillo Cuatro – 73M70 – Maniobras Mi Ranchito en 115 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV para la SE Placitas y 8 alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 4 km de circuitos subterráneos en Media Tensión.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Placitas Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al surponiente de la ciudad de Hermosillo, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Placitas, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en el ámbito de la SE Río Sonora, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Paseo Real Banco 1, la cual será alimentada a través de la Línea de Transmisión Hermosillo Cuatro – Maniobras Mi Ranchito, cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción de 1.2 km aproximadamente de Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo doble circuito con capacidad equivalente al tramo aéreo (179 MVA) y 1.8 km de Línea de Transmisión doble circuito 795 kcmil tipo ACSR/PT para entroncar la LTCPS Río Sonora – 73D30 – Hermosillo Uno, 2 alimentadores en 115 kV en la SE Paseo Real y 8 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 4.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto Paseo Real Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 242.47 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Placitas Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.29, un Valor Presente Neto (VPN) de 449.778 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 24.12%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.22, un VPN de 357.147 millones de pesos y una TIR de 18.92%.

CUADRO 8.6.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO PLACITAS BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Placitas entronque Hermosillo Cuatro – 73M70 – Maniobras Mi Ranchito	115	2	6.0	abr-29	Noroeste
Total			**6.0**		

CUADRO 8.6.5.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO PLACITAS BANCO 1

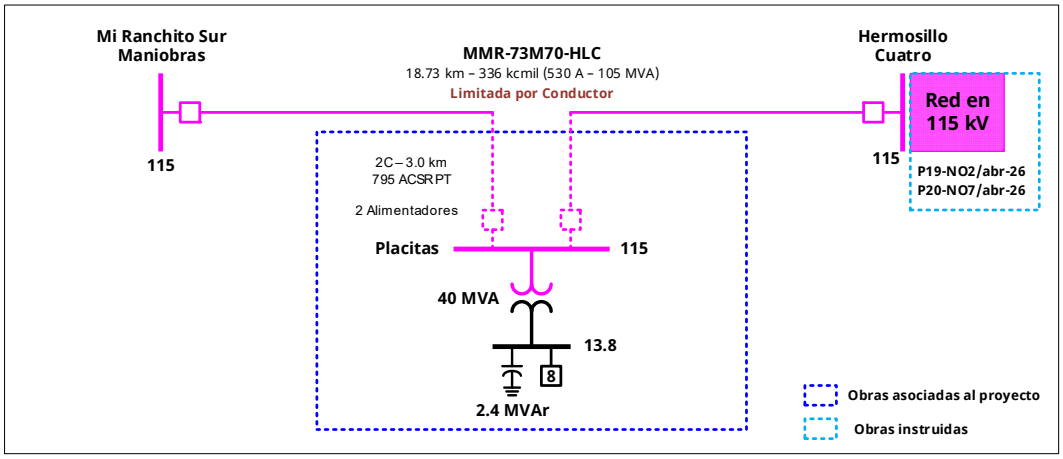
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Placitas Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-29	Noroeste
Total			**40.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.5.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO PLACITAS BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Placitas MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	Noroeste
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO PLACITAS BANCO 1



D25-NO2 Pueblos Unidos Banco 1

Diagnóstico operativo

El área sur de la zona Culiacán, Sinaloa, se suministra de energía eléctrica a través de: la Subestación Eléctrica Quilá (QLA), que cuenta con un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV y la Subestación Eléctrica El Dorado (EDR), con un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, estas Subestaciones Eléctricas operan en forma radial desde la Subestación Eléctrica Costa Rica (CSA). Con base en el documento de Pronostico de Demanda por Subestaciones, PDS 2025-2039, se prevé que los elementos de transformación se saturen para el año 2030 con una demanda de 57.7 MW, bajo estas condiciones de operación de demanda de energía eléctrica se tendría un factor de utilización de 101.22% con base en la capacidad de los equipos de transformación, por tanto, se requiere construir una nueva Subestación Eléctrica denominada Pueblos Unidos que permitirá atender localmente la carga requerida al sur de la ciudad de Culiacán reduciendo las pérdidas eléctricas.

Problemática

En el área de influencia de la SE Quilá y la SE El Dorado ubicadas en la zona sur del municipio de Culiacán, se ha incrementado la demanda de energía eléctrica derivado del desarrollo normal y el desarrollo de granjas acuícolas. El banco de transformación de la SE Quilá registró una demanda máxima de 27.6 MW mientras que el banco de transformación de la SE El Dorado presentó una demanda máxima de 25.4 MW, ambos en el 2024. Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica se espera una saturación de la transformación para los próximos años.

Para el año 2030, el Transformador QLA-T1 de 30 MVA de capacidad se pronostica con una demanda de 28.9 MW mientras que el Transformador EDR-T1 de 30 MVA con una demanda de 28.8 MW, por tanto, se encontrarán saturados y no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica en el área de influencia.

Con base en la problemática presentada, se realizan estudios que concluyen en la necesidad del proyecto Pueblos Unidos Banco 1, el cual proporciona una solución integral en el área de influencia, con el fin de contar con la capacidad suficiente para atender la demanda en el mediano plazo.

Características del Proyecto

El proyecto Pueblos Unidos Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 196.116 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como Pueblos Unidos con un Banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV de aproximadamente 15.7 km de longitud en dos tramos que se conectará de maneral radial de la SE Quilá en 115 kV. El primer tramo: un circuito de aproximadamente 14.0 km de longitud (14.0 km-c) calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR/TA, el segundo tramo: un circuito de aproximadamente 1.7 km de longitud (1.7 km-c) calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR/PT.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 1.8 MVAr en el nivel de media tensión de 34.5 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla un alimentador en 115 kV en la SE Quilá y un alimentador en 115 kV en la SE Pueblos Unidos, así como 4 alimentadores en Media Tensión en 34.5 kV para la conexión de aproximadamente 2.0 km de circuitos aéreos en Media Tensión.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Pueblos Unidos Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al sur de municipio de Culiacán, Sinaloa, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva Subestación Eléctrica Pueblos Unidos, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en el ámbito de la SE Quilá y SE El Dorado, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada La Loma Banco 1, cuyas características son: un banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV, construcción de 13.2 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito 795 kcmil tipo ACSR/TA para entroncar la LT Quilá - El Dorado, 2 alimentadores en 115 kV en la SE La Loma y 4 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 2.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto La Loma Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 199.472 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Pueblos Unidos Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.12, un Valor Presente Neto (VPN) de 89.377 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13.20%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.11, un VPN de 80.362 millones de pesos y una TIR de 12.84%.

CUADRO 8.6.5.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO PUEBLOS UNIDOS BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
LT Quilá – Pueblos Unidos	115	1	15.7	abr-30	Noroeste
Total			**15.7**		

CUADRO 8.6.5.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO PUEBLOS UNIDOS BANCO 1

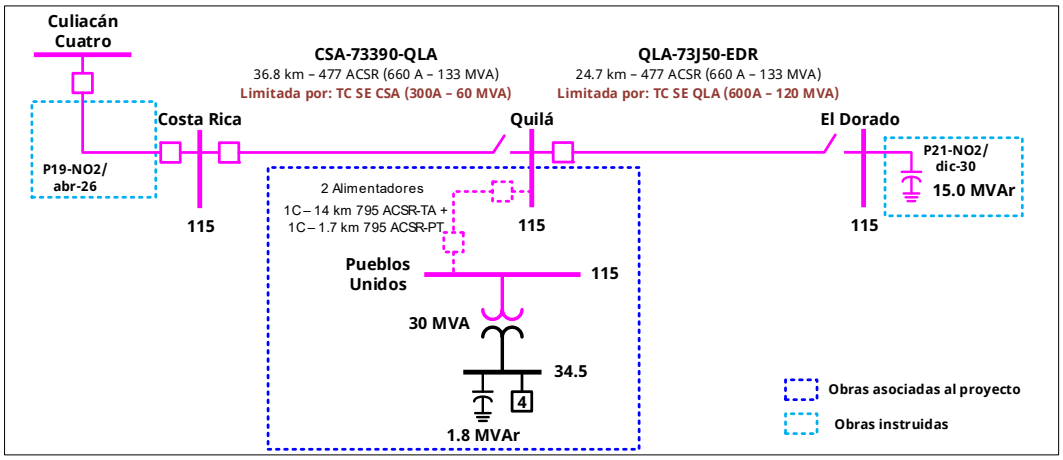
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Pueblos Unidos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-30	Noroeste
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.5.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO PUEBLOS UNIDOS BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Pueblos Unidos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-30	Noroeste
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.5.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO PUEBLOS UNIDOS BANCO 1



D25-NO3 Chametla Banco 1

Diagnóstico operativo

El área surponiente del municipio de El Rosario, Sinaloa, se suministra de energía eléctrica a través de la Subestación Eléctrica El Rosario (ROS), la cual está integrada por un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. Con base en el documento de Pronostico de Demanda por Subestaciones, PDS 2025-2045, se prevé que el elemento de transformación de la SE El Rosario se sature para el año 2030 con una demanda de 29.3 MW aproximadamente, bajo estas condiciones de operación de demanda de energía eléctrica se tendría un factor de utilización de 102.8% de la capacidad del transformador por lo que se requiere construir una nueva Subestación Eléctrica.

Problemática

En el área de influencia de la SE El Rosario, se ha incrementado la demanda de energía eléctrica derivada del incremento de la actividad agropecuaria de cultivo de mango y chile, el banco de transformación de la SE El Rosario (ROS-T1) registró una demanda máxima de 26.6 MW, en 2024. Debido al continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en el PDS 2025-2045 se espera la saturación de la transformación en los próximos años. Para el año 2030, el banco de transformación de la SE El Rosario se pronostica que operaría al 102.8%.

De acuerdo con la problemática de saturación del banco de transformación existente a causa del incremento en la demanda de energía eléctrica en años próximos, la optimización de circuitos eléctricos de distribución entre los bancos de transformación de zonas aledañas a la SE El Rosario no es posible debido a que los elementos de transformación tienen diferente nivel de tensión y existen límites distantes entre las fronteras de la Red Eléctrica en media tensión de las Redes Generales de Distribución de la Zona de Transmisión Mazatlán.

Con base en la problemática presentada, se realizan estudios que concluyen en la necesidad del proyecto Chametla Banco 1, el cual proporciona una solución integral en el área de influencia, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender el incremento de la demanda de energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto Chametla Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 159.078 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como Chametla con un Banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 6.0 km de longitud (12.0 km-c) calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR/TA, para entroncar la Línea de Transmisión El Rosario – 73K50 – Escuinapa en 115 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 1.8 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV para la SE Chametla y 6 alimentadores en Media Tensión de 13.8 kV para la conexión de aproximadamente **3.0 km** de circuitos aéreos en Media Tensión.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Chametla Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al surponiente del municipio de El Rosario, Sinaloa, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva Subestación Eléctrica Chametla, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en el ámbito de la SE El Rosario, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Apoderado Banco 1 cuyas características son: un elemento de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción de 9.0 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito 795 kcmil tipo ACSR/TA para entroncar la Línea de Transmisión El Rosario – 73K50 – Escuinapa, 2 alimentadores en 115 kV en la SE Apoderado y 6 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 3.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto Apoderado Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 177.554 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Chametla Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.22, un Valor Presente Neto (VPN) de 126.211 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 15.89%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.19, un VPN de 109.936 millones de pesos y una TIR de 14.74%.

CUADRO 8.6.5.7. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO CHAMETLA BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Chametla entronque El Rosario – 73K50 – Escuinapa	115	2	12.0	abr-30	Noroeste
Total			**12.0**		

CUADRO 8.6.5.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CHAMETLA BANCO 1

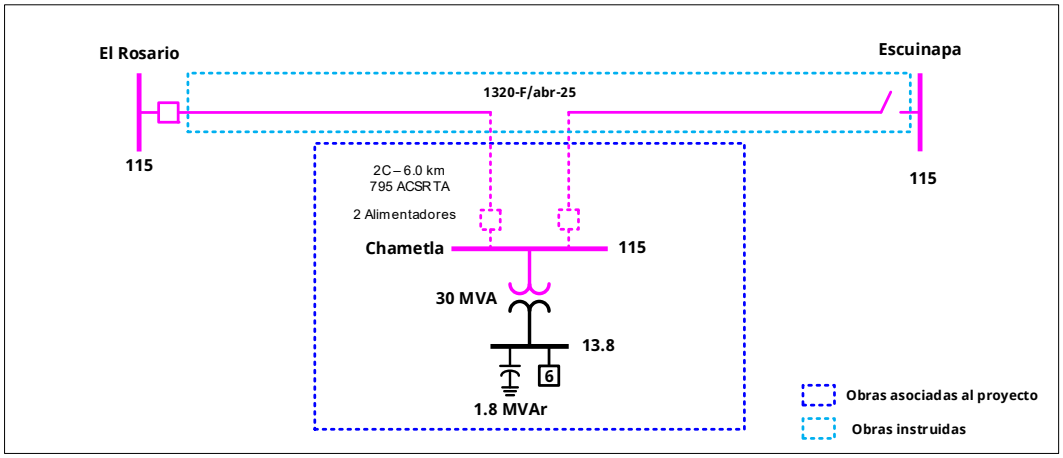
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Chametla Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-30	Noroeste
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.5.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CHAMETLA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Chametla MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-30	Noroeste
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.5.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CHAMETLA BANCO 1



D25-NO4 Mazatlán Tecnológico Banco 2

Diagnóstico operativo

El área oriente de la ciudad de Mazatlán, Sinaloa, se suministra de energía eléctrica a través de la Subestación Eléctrica Mazatlán Tecnológico (MTE), la cual está integrada por un transformador de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. Con base en el documento de Pronostico de Demanda por Subestaciones, PDS 2025-2039, se prevé que el elemento de transformación se sature para el año 2029 con una demanda de 40.0 MW aproximadamente, bajo estas condiciones de operación de demanda de energía eléctrica se tendría un factor de utilización de 105.26% con base en la capacidad del transformador por lo que se requiere de un nuevo elemento de transformación incrementando la capacidad de transformación en la Subestación Eléctrica Mazatlán Tecnológico.

Problemática

En el área de influencia de la Subestación Eléctrica Mazatlán Tecnológico se ha incrementado la demanda de energía eléctrica derivado de la construcción de desarrollos habitacionales de interés social, así como del estadio de futbol “El Encanto”; el elemento de transformación MTE-T1 de la SE Mazatlán Tecnológico registró una demanda máxima de 37.5 MW en 2024. Debido al continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en el PDS 2025-2045 se espera la saturación de la transformación en los próximos años.

Para el año 2029, el elemento de transformación de la SE Mazatlán Tecnológico con 40 MVA de capacidad se pronostica que operaría con una demanda de 40.0 MW y se encontrará al 105.26% de su capacidad.

De acuerdo con la problemática de saturación del banco de transformación existente a causa del incremento en la demanda de energía eléctrica en años próximos, el balance de carga entre los circuitos se dificulta debido a la Red Troncal definida en el área de influencia de la SE Mazatlán Tecnológico, lo cual imposibilita la optimización en circuitos eléctricos de las Redes Generales de Distribución.

Se realizan estudios que concluyen en la necesidad del proyecto Mazatlán Tecnológico Banco 2, el cual proporciona una solución integral en el área de influencia, con el fin de contar con la capacidad suficiente para atender la demanda de energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto Mazatlán Tecnológico Banco 2 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 105.16 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la Subestación Eléctrica denominada como Mazatlán Tecnológico con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto para la SE Mazatlán Tecnológico contempla 8 alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 12.0 km, de los cuales, se consideran 8.0 km de 1 circuito subterráneo en Media Tensión con conductor 750 kcmil AL-XLP y 4.0 km de 1 circuito aéreo en Media Tensión con conductor 477-AWG-AAC-PC.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Mazatlán Tecnológico Banco 2 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al oriente de la ciudad de Mazatlán, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de la SE Mazatlán Tecnológico Banco 2, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en el ámbito de la SE Mazatlán Tecnológico, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Mazatlán Los Acantos Banco 1 cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción de 1.9 km aproximadamente de Línea de Transmisión, de los cuales 0.2 km de doble circuito en disposición subterránea conductor 1600 kcmil AL-XLP (con capacidad equivalente a un conductor aéreo de 795 ACSR en disposición aérea) y 1.7 km doble circuito 795 kcmil ACSR-PT para entroncar la Línea de Transmisión Mazatlán Dos – 73920 – Mazatlán Tecnológico,

2 alimentadores en 115 kV en la SE Mazatlán Los Acantos y 8 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 4.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto Mazatlán Los Acantos Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 172.061 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Mazatlán Tecnológico Banco 2 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.28, un Valor Presente Neto (VPN) de 266.626 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 22.26%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.18, un VPN de 169.723 millones de pesos y una TIR de 16.02%.

CUADRO 8.6.5.10. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO MAZATLÁN TECNOLÓGICO BANCO 2

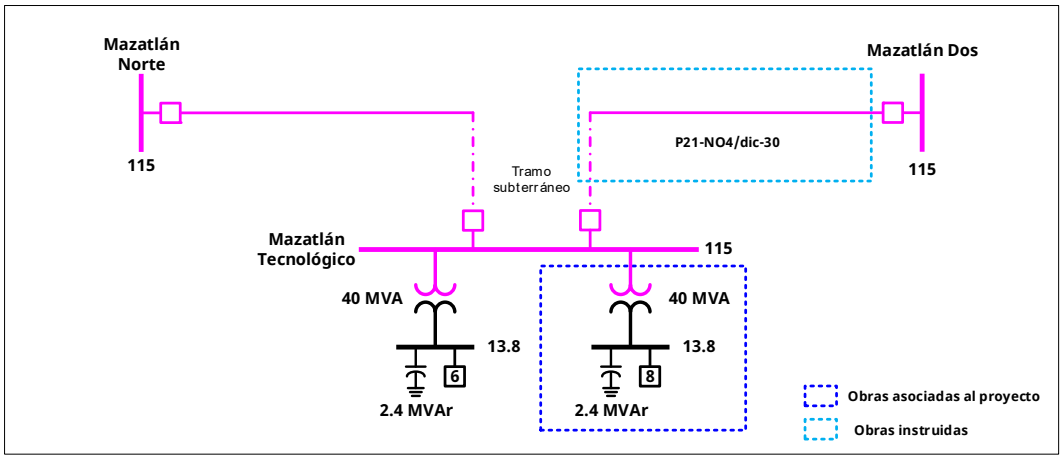
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Mazatlán Tecnológico Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-29	Noroeste
Total			**40.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.5.11. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO MAZATLÁN TECNOLÓGICO BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Mazatlán Tecnológico MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	Noroeste
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.5.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO MAZATLÁN TECNOLÓGICO BANCO 2



8.6.6. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Norte

D25-NT1 Cementos Banco 2 (Sustitución)

Diagnostico Operativo

En el área sur de la ciudad de Torreón, en el estado Coahuila, se suministra energía eléctrica a través de la Subestación Eléctrica Cementos, perteneciente a la GCR Norte. Actualmente, la SE Cementos cuenta con una capacidad total instalada de 40 MVA, mediante dos bancos de transformación con relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos 1 y 2 de 20 MVA de capacidad cada uno, de la SE Cementos, registraron una demanda máxima en el 2024 de 16.8 MW y 16 MW, respectivamente, alcanzando un factor de utilización en la Subestación Eléctrica del 86.3%. Para el año 2030, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda Por Subestaciones 2025, se espera una carga de 19.0 MW para el banco 2 de la SE Cementos, con lo cual llegaría al 100% de la capacidad del banco.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Cementos.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado principalmente por nuevos desarrollos industriales y habitacionales en la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2030. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Cementos.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de 42.232 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Sustitución del Banco 2 de la SE Cementos instalando un Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- El proyecto contempla la construcción de un alimentador en 13.8 kV Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la Zona de Distribución Torreón, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la sustitución de la SE Cementos Banco 2, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación en la capacidad de transformación de la SE Cementos Banco 2 con la sustitución de un Banco de 30 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un segundo Banco en la SE John Deere, con una capacidad nominal de 9.375 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 44.502 millones de pesos de 2024 (2.602 millones de dólares de 2024 considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 SE Cementos Banco 2 (Sustitución), es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.28, un Valor Presente Neto (VPN) de 75.733 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 18.40 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.27, un VPN de 73.383 millones de pesos y una TIR de 18.11 %.

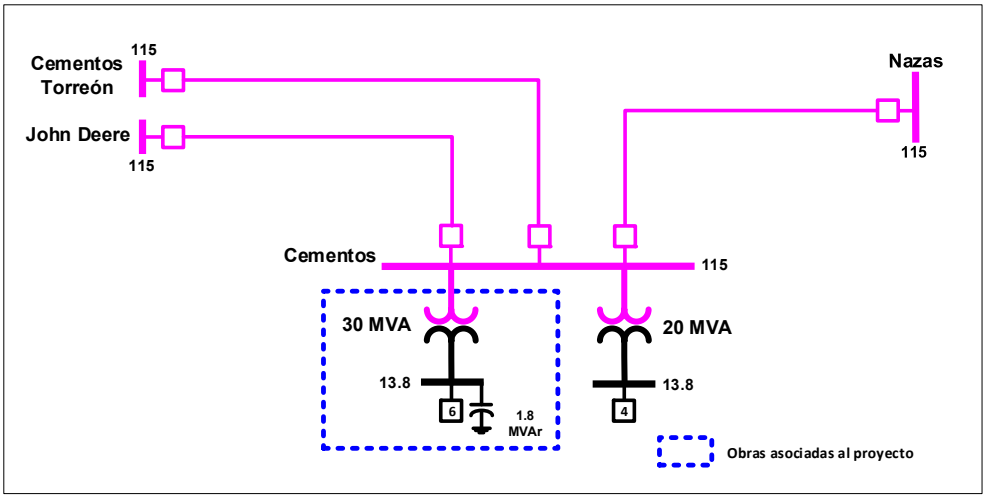
CUADRO 8.6.6.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cementos Banco 2 (Sustitución)	1	AT	30.0	115/13.8	abr-30	Norte
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.6.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Cementos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-30	Norte
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CEMENTOS BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)



D25-NT2 Jardín Banco 2 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

En el área noroeste de la Ciudad de Lerdo, en el estado de Durango, se suministra energía eléctrica a través de la SE Jardín, perteneciente a la GCR Norte. Actualmente, la SE Jardín cuenta con una capacidad total instalada de 60 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos 1 y 2 de 30 MVA de la SE Jardín, registraron una demanda máxima en el 2024 de 22.6 MW y 26.7 MW respectivamente, alcanzando un factor de utilización en la Subestación Eléctrica del 79.3% y 94.7% respectivamente. Para el año 2029, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda Por Subestaciones 2025, se espera una carga de 28.8 MW para el banco 2 de la Subestación Eléctrica Jardín, lo que representa el 101.05% de la capacidad de la carga nominal de los bancos.

Problemática.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Jardín.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado principalmente por nuevos desarrollos industriales y habitacionales en la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Jardín.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de 52.366 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Sustitución del Banco 2 de la SE Jardín instalando un Banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un Banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la Zona de Distribución Torreón, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la ampliación de la SE Jardín Banco 2, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación en la capacidad de transformación de la SE Jardín Banco 2 con la sustitución de un Banco de 40 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un tercer Banco en la SE Jardín, con una capacidad nominal de 9.375 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 53.080 millones de pesos de 2024. Sin embargo, la Alternativa 1 SE Jardín Banco 2 (Sustitución), es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.32, un Valor Presente Neto (VPN) de 118.263millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 21.24 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.31, un VPN de 112.167 millones de pesos y una TIR de 20.92 %.

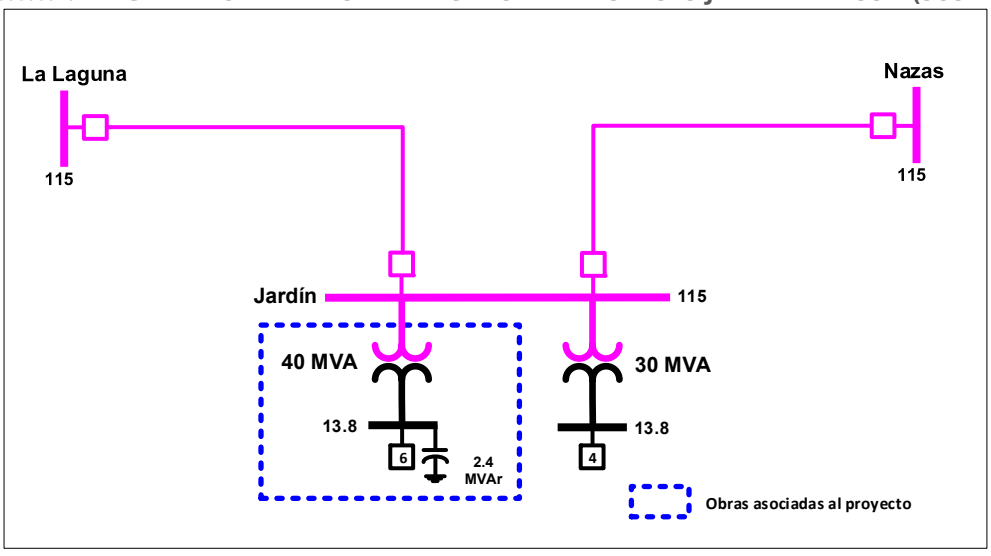
CUADRO 8.6.6.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Jardín Banco 2 (Sustitución)	1	AT	40.0	115/13.8	abr-29	Norte
Total			**40.0**			

CUADRO 8.6.6.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Jardín MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	Norte
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.6.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO JARDÍN BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)



D25-NT3 Benito Juárez Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico Operativo.

En el área sur-poniente de Ciudad Ahumada, en el estado de Chihuahua, se suministra energía eléctrica a través de la SE Benito Juárez, perteneciente a la GCR Norte. Actualmente, la SE Benito Juárez cuenta con una capacidad total instalada de 40 MVA mediante dos bancos de transformación con relación de transformación 115/34.5 kV y 20 MVA de capacidad cada uno.

Los bancos 1 y 2, de 20 MVA cada uno, en la SE Benito Juárez, registraron una demanda máxima en el 2024 de 17.7 MW y 18.3 MW respectivamente, alcanzando un factor de utilización en la Subestación Eléctrica del 94.73%. Para el año 2029, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda Por Subestaciones 2025, se espera una carga de 19 MW en el banco 2 de la Subestación Eléctrica, lo que representa el 100% de la capacidad de la capacidad nominal del banco.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Benito Juárez.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado principalmente por nuevos desarrollos agrícolas en la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Benito Juárez.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de 59.211 millones de pesos de 2024 y consiste en las siguientes metas físicas.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Sustitución del Banco 1 de la SE Benito Juárez instalando un nuevo Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- El proyecto contempla la construcción de 1 alimentador en 34.5 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 34.5 kV de la Zona de Distribución Chihuahua, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la ampliación de la SE Benito Juárez Banco 1, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación en la capacidad de transformación de la SE Benito Juárez Banco 1 con la sustitución de un Banco de 30 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un tercer Banco en la SE Benito Juárez, con una capacidad nominal de 9.375 MVA y relación de transformación de 115/34.5 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 59.800 millones de pesos de 2024. Sin embargo, la Alternativa 1 SE Benito Juárez Banco 1 (Sustitución), es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.45, un Valor Presente Neto (VPN) de 212.240 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 27.46 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.44, un VPN de 203.583 millones de pesos y una TIR de 27.19 %.

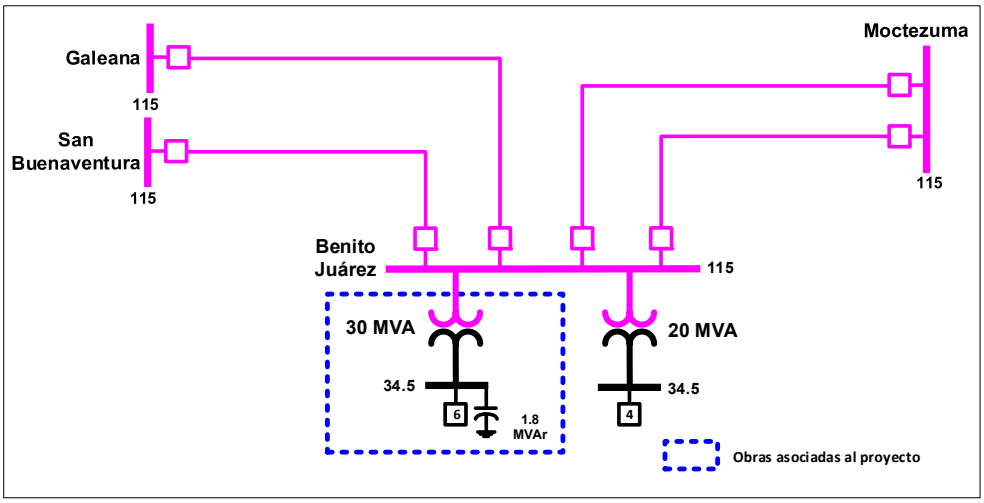
CUADRO 8.6.6.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez Banco 1 (Sustitución)	1	AT	30.0	115/34.5	abr-29	Norte
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.6.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-29	Norte
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.6.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO BENITO JUÁREZ BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



8.6.7. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Noreste

D25-NE1 Nuevo Santander Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico de la zona sur de ciudad Victoria, Tamaulipas se realiza por medio de la SE Nuevo Santander, la cual tiene una capacidad de 40 MVA dividida en 2 bancos de transformación de 20 MVA de capacidad cada uno y relación de transformación de 115/13.8 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Victoria perteneciente a la GCR Noreste.

El Banco 1 de la SE Nuevo Santander al cierre del 2024, presentó una demanda máxima de 18.5 MW, lo cual corresponde al 97.36% de su respectiva capacidad nominal y el Banco 2 presenta una demanda máxima de 13.8 MW, lo cual corresponde al 72.63% de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el Banco 1 suministrará una demanda de 22.0 MW y el Banco 2 tendrá una carga de 16.5 MW, sumando un total de 38.5 MW lo que representa un valor de 101.31% de su capacidad nominal.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco 1 de transformación de la SE Nuevo Santander.

Considerando el incremento de la demanda en la zona derivado del crecimiento del sector residencial y comercial, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 66.30 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Sustitución del banco de transformación de la SE Nuevo Santander Banco 1 con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área sur de ciudad Victoria, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la SE Nuevo Santander se revisó una opción alterna factible que consiste en la ampliación de la SE Nuevo Santander, con un banco 3 de transformación de 9.375 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV, así como un banco de capacitores de 0.6 MVAr.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 67.445 millones de pesos de 2024 (3.94 millones de dólares de 2024 considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

Sin embargo, Nuevo Santander Banco 1 (Sustitución) es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.41, un Valor Presente Neto (VPN) de 211.530 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 28.9 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.38, un VPN de 170.521 millones de pesos y una TIR de 26.08 %.

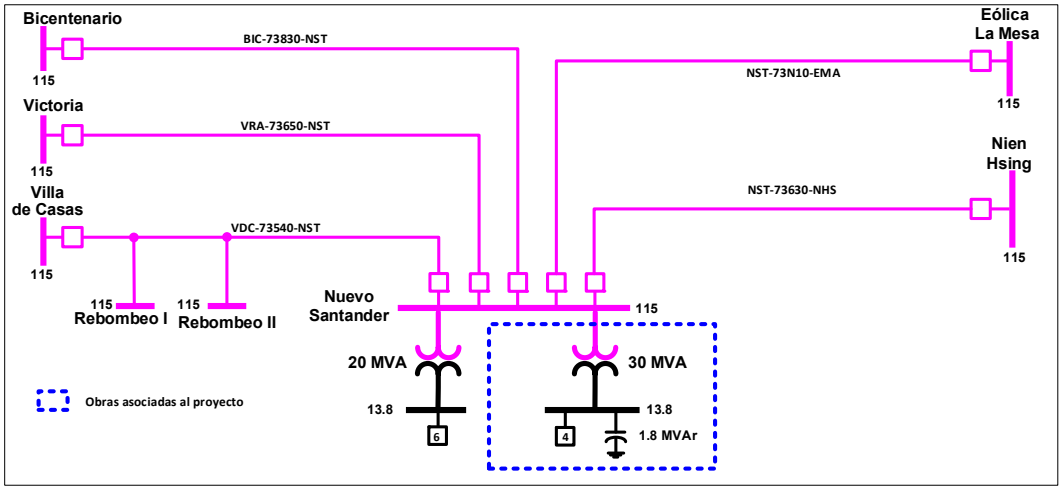
CUADRO 8.6.7.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO NUEVO SANTANDER BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Nuevo Santander Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Noreste
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.7.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO NUEVO SANTANDER BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Nuevo Santander MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Noreste
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.7.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO NUEVO SANTANDER BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D25-NE2 Sierra Gorda Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico del área que comprende los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra, Querétaro se realiza por medio de la SE Río Verde, a través del Banco 2 de transformación con una capacidad de 20 MVA y relación de transformación de 115/34.5 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Río Verde perteneciente a la GCR Noreste.

El Banco 2 de la SE Río Verde al cierre del 2024, presentó una demanda máxima de 15.2 MW, lo cual corresponde al 80.0% de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que el Banco 2 suministrará una demanda de 19.7 MW, lo que representa un valor de 103.68% de su capacidad nominal.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco 2 de transformación de la SE Río Verde.

Considerando el incremento de la demanda en la zona derivado del crecimiento del sector de tipo doméstico, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 654.231 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una LT aérea de un circuito aislada y operada en el nivel de tensión de 115 kV, con una longitud aproximada de 99.99 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR para conectar la nueva SE Sierra Gorda a la SE Rayón.

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Sierra Gorda mediante la instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 34.5 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en 115 kV y 3 alimentadores en 34.5 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 0.5 km en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es julio de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de los municipios de Arroyo Seco y Jalpan, Querétaro, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la SE Sierra Gorda se revisó una opción alterna factible que consiste en la nueva SE Sierra Gorda II Banco 1 con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/34.5 kV, un banco de capacitores de 1.8 MVAr, así como red asociada en 115/34.5 kV; la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 660.67 millones de pesos de 2024

Sin embargo, Sierra Gorda Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.02, un Valor Presente Neto (VPN) de 27.353 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 10.33 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.01, un VPN de 17.322 millones de pesos y una TIR de 10.21 %.

CUADRO 8.6.7.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO SIERRA GORDA BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Sierra Gorda -73NE0- Rayón	115	1	99.9	jul-29	Noreste
Total			**99.9**		

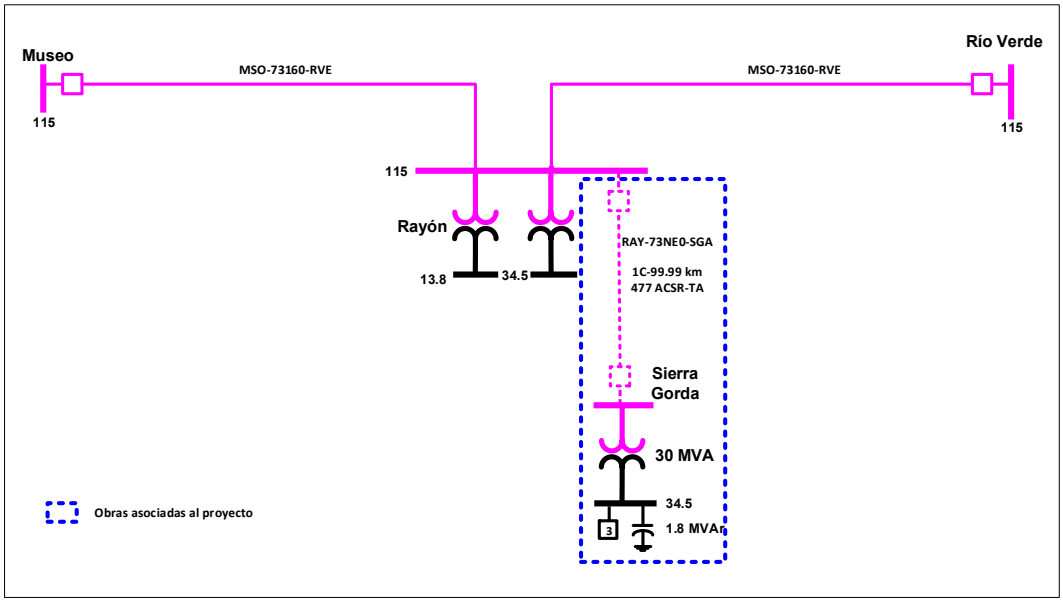
CUADRO 8.6.7.4. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SIERRA GORDA BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Sierra Gorda Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jul-29	Noreste
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.7.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SIERRA GORDA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Sierra Gorda MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jul-29	Noreste
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.7.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SIERRA GORDA BANCO 1



D25-NE3 Sabinas Hidalgo Banco 3

Diagnóstico operativo.

La SE Sabinas Hidalgo en 115 kV suministra energía eléctrica a los municipios de Sabinas Hidalgo, Villaldama y Bustamante, en el estado de Nuevo León, a través de dos bancos de transformación con una capacidad de 40 MVA en conjunto y relación de transformación de 115/34.5 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Cerralvo Sabinas perteneciente a la GCR Noreste.

Con base en el estudio del análisis de la zona, la necesidad de suministrar energía eléctrica a usuarios actuales y futuros en el área de estudio se hace necesario ampliar la capacidad instalada en dicho sector, ya que ha incrementado sus requerimientos de demanda debido a la construcción de desarrollos habitacionales.

La SE Sabinas Hidalgo al cierre del 2024, presentó una demanda máxima de 35.4 MW entre ambos bancos de transformación lo cual corresponde al 93.15% de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que se suministrará una demanda de 38.4 MW que corresponde al 101.1% de la capacidad nominal de los bancos de transformación.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los Bancos de transformación de la SE Sabinas Hidalgo.

Considerando el incremento de la demanda en la zona derivado del crecimiento del sector residencial y comercial, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 93.88 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Sabinas Hidalgo con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Cuatro alimentadores aéreos/subterráneo en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 11.3 km.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es junio de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área norte del estado de Nuevo León, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la SE Sabinas Hidalgo se revisó una opción alterna factible que consiste en la sustitución de los bancos de transformación 1 y 2 de la SE Sabinas Hidalgo de 20 MVA de capacidad nominal de 115/34.5 kV por dos bancos de transformación con características similares de 30 MVA de capacidad cada uno.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 122.47 millones de pesos de 2024. Sin embargo, la Alternativa 1 Sabinas Hidalgo Banco 3 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.5, un Valor Presente Neto (VPN) de 315.61 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 26.08 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.41, un VPN de 270.47 millones de pesos y una TIR de 21.33 %.

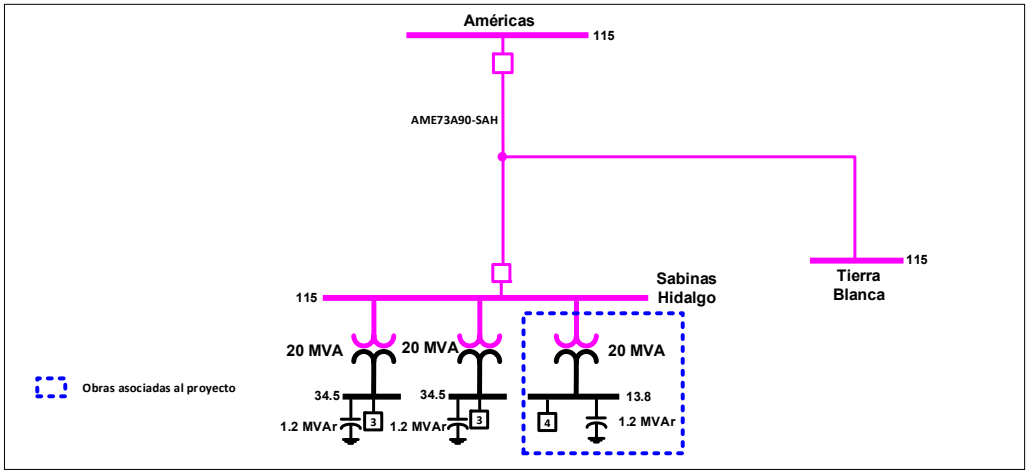
CUADRO 8.6.7.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SABINAS HIDALGO BANCO 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Sabinas Hidalgo Banco 3	1	T	20.0	115/ 13.8	jun-29	Noreste
Total			**20.0**			

CUADRO 8.6.7.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SABINAS HIDALGO BANCO 3

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Sabinas Hidalgo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-29	Noreste
Total			**1.2**		

FIGURA 8.6.7.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SABINAS HIDALGO BANCO 3



D25-NE4 El Pasito Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico del área sureste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas se realiza por medio de la SE Reynosa, la cual tiene una capacidad de 60 MVA dividida en 2 bancos de transformación de 30 MVA de capacidad cada uno y relación de transformación de 138/13.8 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Reynosa perteneciente a la GCR Noreste.

El Banco 1 y Banco 2 de la SE Reynosa al cierre del 2024, presentaron una demanda máxima de 56.8 MW, lo cual corresponde al 99.6% de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2030 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que los dos bancos suministrarán una demanda total de 57.5 MW que corresponde al 100.8% de su capacidad nominal.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco 1 y Banco 2 de transformación de la SE Reynosa.

Considerando el incremento de la demanda en la zona sureste de la ciudad de Reynosa derivado del crecimiento del sector residencial y comercial, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 139.828 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con CATPRE vigente. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una LT aérea de doble circuito aislada y operada en el nivel de tensión de 138 kV con una longitud aproximada de 0.15 km y un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Cumbres Frontera-83370-Reynosa existente en la nueva SE El Pasito

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada El Pasito mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en 138 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 0.75 km en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área sureste de ciudad de Reynosa, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona Reynosa se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica

denominada Ribereña, con un Banco 1 de transformación de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/13.8 kV, así como un banco de capacitores de 1.8 MVAr y red asociada en 138/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 178.877 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Sin embargo, el proyecto El Pasito Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.39, un Valor Presente Neto (VPN) de 320.022 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 21.26 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.31, un VPN de 257.992 millones de pesos y una TIR de 17.87 %.

CUADRO 8.6.7.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO EL PASITO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Pasito entronque Cumbres Frontera – Reynosa	138	2	0.15	abr-30	Noreste
Total			**0.15**		

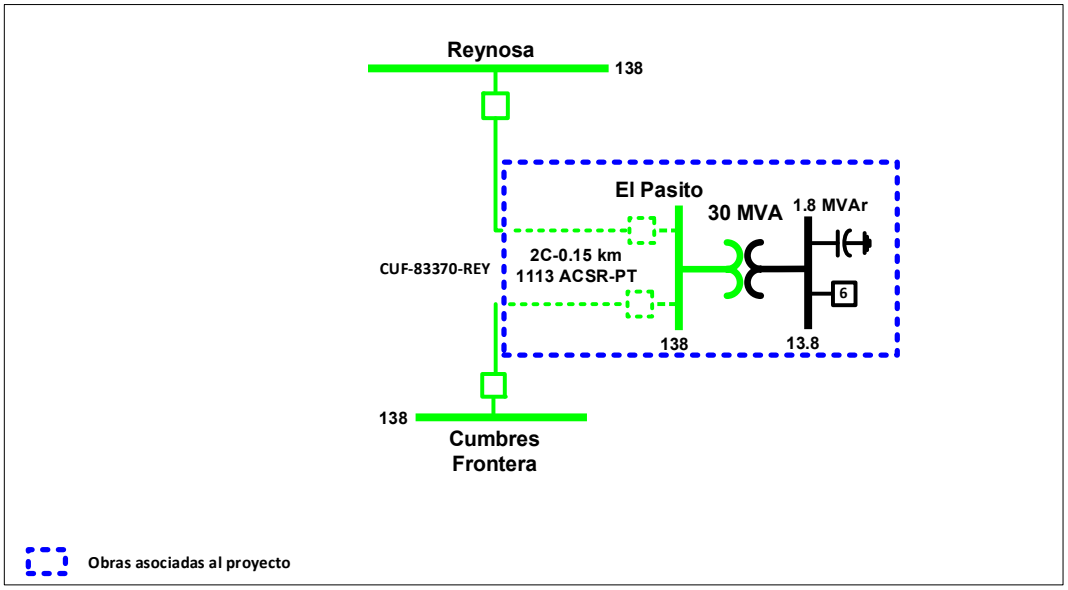
CUADRO 8.6.7.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EL PASITO BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Pasito Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-30	Noreste
Total			**30.0**			

CUADRO 8.6.7.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EL PASITO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
El Pasito MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-30	Noreste
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.7.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EL PASITO BANCO 1



D25-NE5 Fundadores Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico del área noreste de la ciudad Acuña, Coahuila se realiza por medio de la SE Parque Industrial Acuña y la SE Acuña Dos, las cuales tienen una capacidad total de 60.4 MVA dividida en 2 bancos de transformación de 33.6 MVA y 30 MVA de capacidad respectivamente y relación de transformación de 138/34.5 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Piedras Negras perteneciente a la GCR Noreste.

Para el año 2030 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que los dos bancos involucrados en el área de estudio suministrarán una demanda total de 63.2 MW lo que representa una saturación del 104.6%.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Parque Industrial Acuña y la SE Acuña Dos.

Considerando el incremento de la demanda en la ciudad Piedras Negras derivado del crecimiento del sector residencial y comercial, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada. Por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la ampliación de la capacidad de transformación en la zona.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 155.05 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una LT Línea de Transmisión aérea de doble circuito aislada y operada en 138 kV con una longitud aproximada de 0.95 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la nueva SE Fundadores a la LT Amistad -83110-Acuña Dos.

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Fundadores mediante la instalación de un transformador de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 138/34.5 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 34.5 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en 138 kV y 6 alimentadores en 34.5 kV con sus respectivas salidas aéreas/ subterráneas en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es junio de 2030.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el noreste de la ciudad Acuña, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la en la zona Acuña se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Miranda, con un banco 1 de transformación de 40 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/34.5 kV así como un banco de capacitores de 2.4 MVAr así como red asociada en 138/34.5 kV; la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 165.06 millones de pesos de 2024. Sin embargo, Fundadores Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.3, un Valor

Presente Neto (VPN) de 232.17 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 19.71 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.29, un VPN de 222.80 millones de pesos y una TIR de 18.88 %.

CUADRO 8.6.7.11. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO FUNDADORES BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Fundadores entronque Amistad – 83110-Acuña Dos	138	2	0.95	jun-30	Noreste
Total			**0.95**		

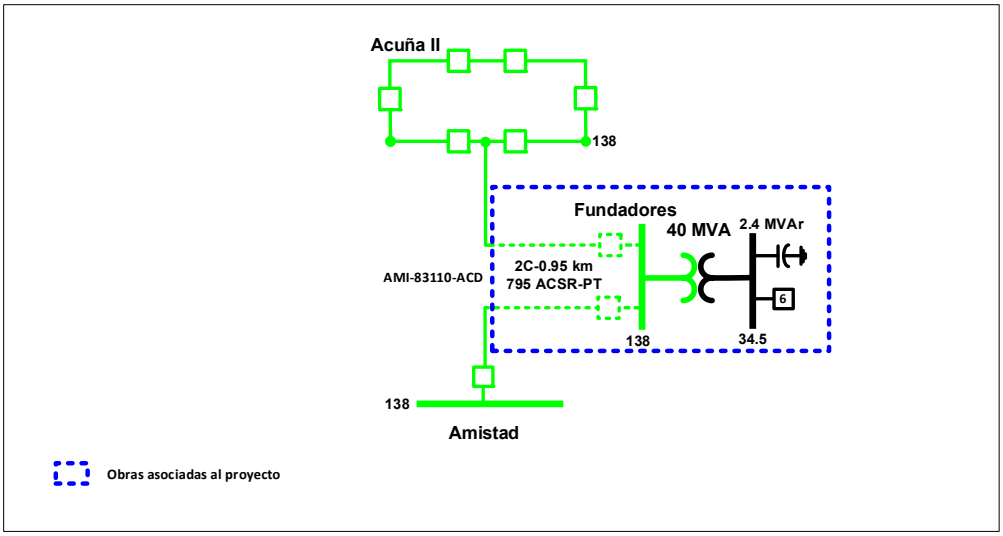
CUADRO 8.6.7.12. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO FUNDADORES BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Fundadores Banco 1	1	T	40.0	138/34.5	jun-30	Noreste
Total			**40.0**			

CUADRO 8.6.7.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO FUNDADORES BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Fundadores MVAr	Capacitor	34.5	2.4	jun-30	Noreste
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.7.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO FUNDADORES BANCO 1



D25-NE6 Carranza Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico de la región noroeste de la ciudad de Piedras Negras se realiza por medio de las SE Piedras Negras, SE Fuente y SE Puente Internacional, las cuales tienen una capacidad instalada total de 120.8 MVA. Estas Subestaciones Eléctricas están ubicadas en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Piedras Negras perteneciente a la GCR Noreste.

Para el año 2030 y con base al PDS 2025-2039, se pronostica que los bancos de transformación involucrados en el área de estudio suministrarán una demanda total de 123.9 MW lo que representa una saturación del 102.5%.

Problemática

La problemática principal que se presentar en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Piedras Negras, SE Fuente y la SE Puente.

Considerando el incremento de la demanda en la ciudad Piedras Negras derivado del crecimiento del sector residencial y comercial, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada. Por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la ampliación de la capacidad de transformación en la zona.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 144.95 millones de pesos de 2024 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una LT Línea de Transmisión aérea de doble circuito aislada y operada en 138 kV con una longitud aproximada de 0.3 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la nueva SE Carranza a la LT Piedras Negras Potencia– 83130-Acuña.

TRANSFORMACIÓN

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Carranza mediante la instalación de un transformador de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un Banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en 138 kV y 8 alimentadores en 34.5 kV con sus respectivas salidas aéreas/ subterráneas en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es junio de 2030.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el noroeste de la Ciudad Piedras Negras, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la en la del noroeste de la Ciudad Piedras Negras, se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Libramiento, con un banco 1 de transformación de 40 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/13.8 kV así como un banco de capacitores de 2.4 MVAr así como red asociada en 138/13.8 kV; la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 204.11 millones de pesos de 2024.

Sin embargo, Carranza Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.4, un Valor Presente Neto (VPN) de 395.64 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 24.3 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.31, un VPN de 326.43 millones de pesos y una TIR de 19.32 %.

CUADRO 8.6.7.14. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO CARRANZA BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Carranza entronque Piedras Negras Potencia– 83130-Acuña	138	2	0.3	jun-30	Noreste
Total			**0.3**		

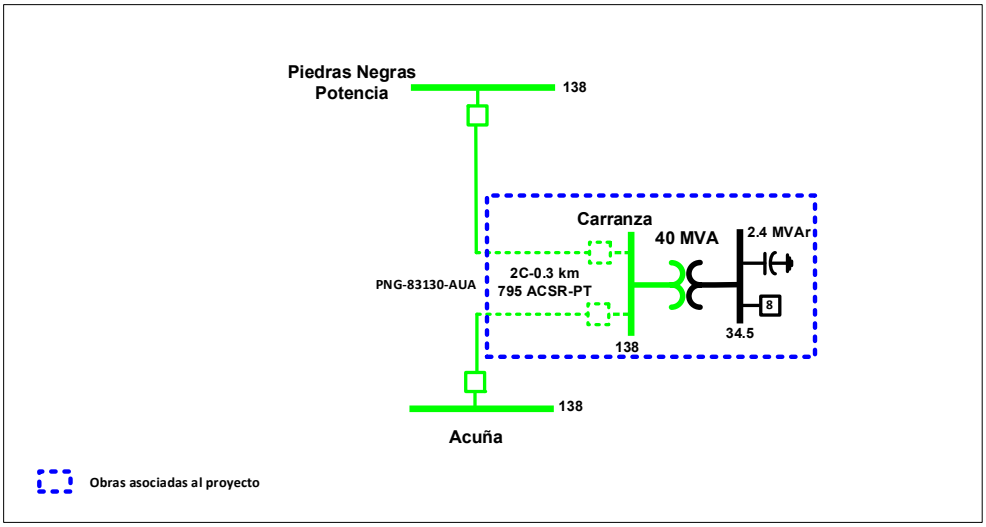
CUADRO 8.6.7.15. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CARRANZA BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Carranza Banco 1	1	T	40.0	138/13.8	jun-30	Noreste
Total			**40.0**			

CUADRO 8.6.7.16. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CARRANZA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-30	Noreste
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.7.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CARRANZA BANCO 1



8.6.8. Fichas de información de proyecto de las RGD del MEM pertenecientes a la GCR Peninsular

D25-PE1 Ucú Banco 2

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico en el Poniente de la Ciudad de Mérida y parte del municipio de Caucel y Ucú se realiza por medio de dos Subestaciones Eléctricas, la SE Ucú y la SE Poniente cada una cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, estas pertenecen a la Zona de Distribución Mérida de la GCR Peninsular.

El banco de la SE Ucú al cierre de 2024 presentó una demanda de 23.8 MW que corresponde al 83.5 % de su capacidad nominal, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039 se pronostica una demanda de 31.7 MW que representa un 111.2 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Ucú y la SE Poniente.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la parte norponiente de la ciudad de Mérida, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 86.114 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Ucú con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Seis alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 11.2 km. Adicionalmente contempla adecuación en la bahía de Alta Tensión e instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el norponiente de la Ciudad de Mérida, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de la subestación eléctrica denominada Ucú Banco 2 para atender la demanda actual y el futuro crecimiento de la región donde converge la red existente de la subestación Ucú, la cual se propone alimentar a través de la línea de transmisión Poniente-Hunucmá; se analizó una opción alterna factible que consiste en construir una nueva subestación denominada Yodzonot, la cual consta de un transformador de 30 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV, el entronque de la línea Ucú 73990 Hunucmá para conectar la SE Yodzonot en 115 kV, alimentadores en 115 kV y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 145.24 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Ucú Banco 2 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.59, un Valor Presente Neto (VPN) de 372.144 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 33.22 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.43, un VPN de 272.650 millones de pesos y una TIR de 22.09 %.

CUADRO 8.6.8.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO UCÚ BANCO 2

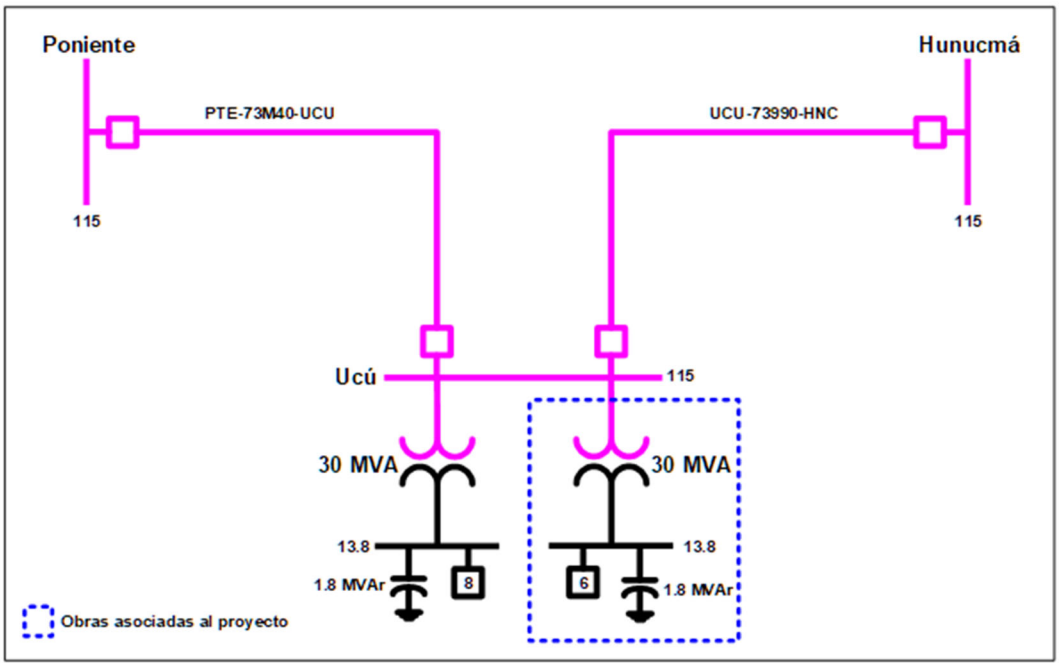
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ucú Banco 2	1	T	30	115/13.8	abr-29	Peninsular
Total			**30**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.8.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO UCÚ BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ucú MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Peninsular
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.8.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO UCÚ BANCO 2



D25-PE2 Gobernadores Banco 1

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico en el Oriente de la ciudad de San Francisco de Campeche se realiza por medio de dos Subestaciones Eléctricas, la SE Kalá y la SE Samulá II, la primera cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y la segunda con un banco de 30 MVA de capacidad, ambas con relación de transformación 115/13.8 kV, estas pertenecen a la Zona de Distribución Campeche de la GCR Peninsular.

El Banco 2 de la SE Kalá al cierre de 2024 presentó una demanda de 17.7 MW que corresponde al 93.1 % de su capacidad nominal, y el Banco 1 la SE Samulá II una demanda de 26.1 MW que corresponde al 91.6 % de su capacidad nominal. Para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039 se pronostica una demanda en los bancos de transformación de la SE Kalá y la SE Samulá II de 21 y 29.6 MW que representa un 110.5 % y 103.8 % de sobrecarga respectivamente, esto es, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Kalá y la SE Samulá II.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el oriente de la ciudad de Campeche, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 395.331 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea Transmisión de tipo aérea en doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.7 km-L y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y una Línea Subterránea en doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.5 km-L y un conductor por fase calibre 1600 kcmil tipo XLP para entroncar la LT Samulá 73040 Kalá en la nueva SE Gobernadores.

TRANSFORMACIÓN

- Instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV en una nueva Subestación Eléctrica denominada Gobernadores.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Dos alimentadores en la nueva SE Gobernadores en 115 kV para interconectar el entronque de la LT Samulá 73040 Kalá.
- Seis alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 3 km. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.
- Seis alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas de seis troncales en 13.8 kV, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase de calibre 500 kcmil tipo XLP, para la conexión de nuevas líneas y equipos en la nueva SE Gobernadores. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el Oriente de la Ciudad de Campeche, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la subestación eléctrica Gobernadores Banco 1 para atender la demanda actual y el futuro crecimiento de la región donde converge la red existente de las subestaciones Kalá Banco 2 y Samulá Dos Banco 1, se analizó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva subestación eléctrica denominada Centro Campeche con un Banco de 30 MVA y una relación de transformación de 115/13.8 kV la cual propone alimentar a través de entroncar la misma LT Samulá–73040-Kalá.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 480.05 millones de pesos de 2025.

Sin embargo, Gobernadores Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.41, un Valor Presente Neto (VPN) de 642.217 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 20.01 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.33, un VPN de 550.878 millones de pesos y una TIR de 17.48 %

CUADRO 8.6.8.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO GOBERNADORES BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Gobernadores entronque Samulá-Kalá (aéreo-subterráneo)	115	2	6.4	abr-29	Peninsular
Total			**6.4**		

CUADRO 8.6.8.4. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO GOBERNADORES BANCO 1

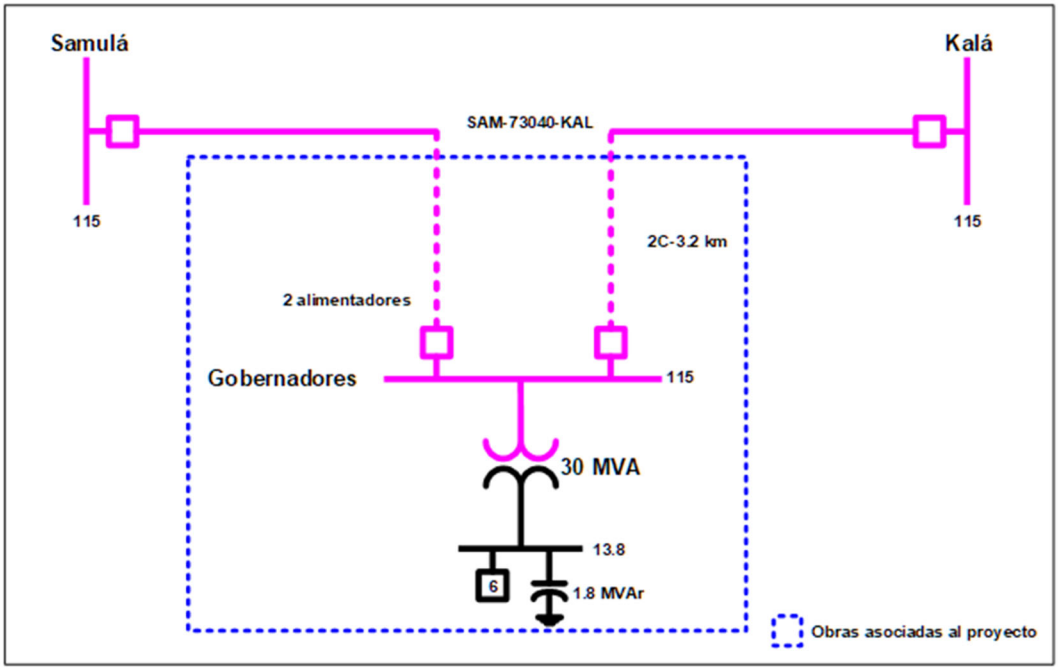
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Gobernadores Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	Peninsular
Total			**30.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.8.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO GOBERNADORES BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Gobernadores MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	Peninsular
Total			**1.8**		

FIGURA 8.6.8.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO GOBERNADORES BANCO 1



D25-PE3 Kukulkán Banco 2

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico en la zona centro del área Oriente de la ciudad de Cancún en Quintana Roo se realiza por medio de dos Subestaciones Eléctricas, la SE Kukulkán y la SE Bonampak la primera cuenta con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, y la segunda con dos bancos de transformación uno de 20 y otro de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, estas pertenecen a la Zona de Distribución Cancún de la GCR Peninsular.

El banco de la SE Kukulkán al cierre de 2024 presentó una demanda de 35.3 MW que corresponde al 92.9 % de su capacidad nominal, para el año 2029 y con base al PDS 2025-2039 se pronostica una demanda de 38.8 MW que representa un 102.1 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda. De la misma forma los bancos de transformación de la SE Bonampak con 50 MVA de capacidad total (dos bancos), al cierre de 2024 presentaron una demanda de 42.7 MW que corresponde al 89.9 % del total, y para 2029 se espera una demanda de 47.8 MW que corresponde a 100.6 % de su capacidad instalada.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Kukulkán y la SE Bonampak.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en parte de la ciudad de Cancún, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 150.649 millones de pesos de 2025 considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el Catálogo de Precios del suministrador vigente (CATPRE) y consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Ampliación de la SE Kukulkán con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en 115 kV para anillo en Alta Tensión
- 8 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 0.5 km.

Adicionalmente contempla equipo para el REI y medición del MEM.

Las fechas de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona centro del área Oriente de la ciudad de Cancún, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de la subestación eléctrica denominada Kukulkán Banco 2 para atender la demanda actual y el futuro crecimiento de la región donde converge la red existente de las subestaciones Bonampak y Kukulkán, la cual será alimentada por la línea de transmisión Cancún – Puerto Juárez; se analizó una opción alterna factible que consiste en construir una nueva subestación denominada Malecón, la cual consta de un transformador de 40 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV, el entronque de la línea Cancún 73640 Bonampak para conectar la SE Malecón en 115 kV, alimentadores en 115 kV y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 190.249 millones de pesos de 2024.

Sin embargo, Kukulkán Banco 2 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.66, un Valor Presente Neto (VPN) de 962.691 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 33.13 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.6, un VPN de 828.481 millones de pesos y una TIR de 27.57 %.

CUADRO 8.6.8.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO KUKULKÁN BANCO 2

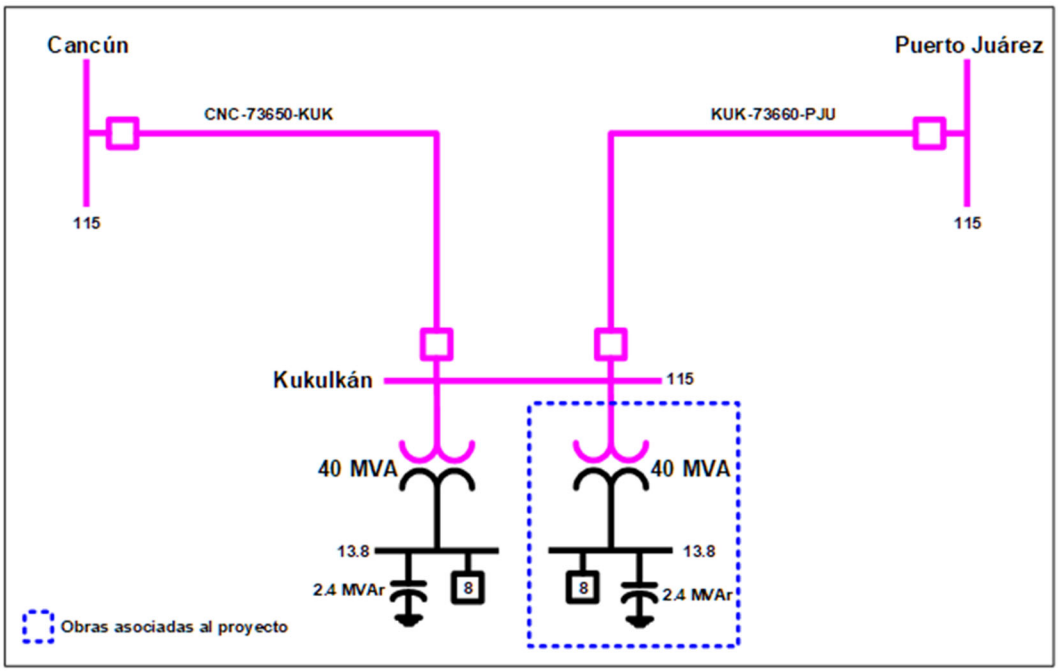
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Kukulkán Banco 2	1	T	40	115/13.8	abr-30	Peninsular
Total			**40**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.8.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO KUKULKÁN BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Kukulkán MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-30	Peninsular
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.8.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO KUKULKÁN BANCO 2



8.6.9. Fichas de información de proyecto de las RDG del MEM pertenecientes a la GCR Baja California

D25-BC1 Campestre Banco 1

Diagnóstico operativo

La Red Eléctrica de Alta Tensión de Zona Mexicali está conformada por Líneas de Transmisión anilladas en 230 kV y 161 kV, los transformadores de distribución de la Zona Mexicali en la ciudad de Mexicali, Baja California cuentan con nivel de tensión primario en 161 kV debido a la alta densidad de carga al interior de la ciudad, en época de verano, se presenta la demanda máxima en la región debido a las altas temperaturas, en el entorno de la SE Packard se presenta un factor de carga anual del área de estudio de 0.37 ya que el sistema presenta una alta demanda durante los meses de verano y baja demanda durante los meses de primavera, otoño e invierno.

El Sistema Eléctrico de Distribución en estudio se encuentra en el área central de la ciudad de Mexicali, está suministrado por la SE Packard con dos bancos de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV, cada uno, con base en el PDS 2025-2045 se saturará para el año 2030 con una demanda de 95.6 MW, con lo que operaría con un factor de utilización de 125.65% de su capacidad por lo que se requiere construir la nueva Subestación Eléctrica Campestre.

Problemática

La Zona de Distribución Mexicali ha incrementado su demanda de energía eléctrica, derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Social, así como el incremento de las cargas comerciales. La SE Packard con sus dos elementos de Transformación PKD-T1 y PKD-T2 de 40 MVA cada uno, suministran energía a los usuarios al interior del área de influencia en esta zona y su demanda máxima en el 2024 fue de 36.6 MW y 38.1 MW, respectivamente, alcanzando un factor de utilización del 96.31% y 100.26%.

De acuerdo con el planteamiento en donde se expone la problemática de la saturación actual de los bancos de transformación de la SE Packard a causa del incremento natural de la demanda y al continuo crecimiento que se pronostica, se presentarán sobrecargas mayores en los elementos de transformación. Adicionalmente, el balance de carga entre los bancos de transformación se dificulta ya que son Subestaciones Eléctricas que se encuentran en la zona sur de la ciudad de Mexicali, Baja California, impidiendo realizar optimizaciones en las RGD de la zona.

En base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto Campestre Banco 1 como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental en la ciudad de Mexicali.

Características del Proyecto

El proyecto Campestre Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 225.329 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como **Campestre** con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 230 kV, doble circuito de aproximadamente 1.05 km de longitud (2.10 km-c) calibre de conductor 1113 kcmil tipo ACSR/PT, para entroncar la LT Sánchez Taboada – 93210 – Mexicali Dos en 230 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 230 kV para la SE Campestre y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión en 13.8 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Campestre Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Ciudad de Mexicali, Baja California, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Campestre, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en el entorno de la SE Packard, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Naranjos Banco 1, la cual será alimentada a través de la Línea de Transmisión Sánchez Taboada – Mexicali Dos en 230 kV, cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/13.8 kV, construcción de 2.3 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR/PT para entroncar la LT Sánchez Taboada – Mexicali Dos, 2 alimentadores en 230 kV y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto Naranjos Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 236.838 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Campestre Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.58, un Valor Presente Neto (VPN) de 932.59 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 38.82%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.57, un VPN de 920.764 millones de pesos y una TIR de 37.48%.

CUADRO 8.6.9.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO CAMPESTRE BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Campestre entronque Sánchez Taboada – Mexicali II	230	2	2.1	abr-30	Baja California
Total			**2.1**		

CUADRO 8.6.9.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CAMPESTRE BANCO 1

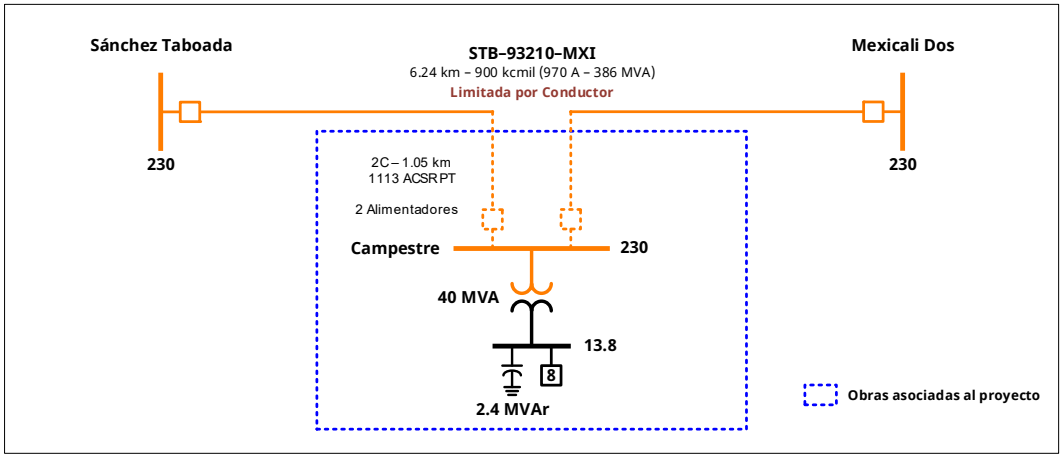
Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Campestre Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-30	Baja California
Total			**40.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.9.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CAMPESTRE BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Campestre MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-30	Baja California
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.9.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CAMPESTRE BANCO 1



D25-BC2 Mayos Banco 1

Diagnóstico operativo

La Red Eléctrica de Alta Tensión de Zona Mexicali está conformada por Líneas de Transmisión anilladas en 230 kV y 161 kV, los transformadores de distribución de la Zona Mexicali en la ciudad de Mexicali, Baja California cuentan con nivel de tensión primario en 161 kV debido a la alta densidad de carga al interior de la ciudad, en época de verano, se presenta la demanda máxima en la región debido a las altas temperaturas, en el entorno

de la Río Nuevo se presenta un factor de carga anual del área de estudio de 0.39 ya que el sistema presenta una alta demanda durante los meses de verano y baja demanda durante los meses de primavera, otoño e invierno.

El Sistema Eléctrico de Distribución en estudio se encuentra en el área de influencia de la SE Río Nuevo en la ciudad de Mexicali, se prevé con una saturación en 2030 con 68.1 MW, con base en el PDS 2025-2045, con lo que operaría con un factor de utilización de 102.4%, con referencia a los elementos de transformación instalados en la SE Río Nuevo, por lo que se requiere construir la nueva Subestación Eléctrica Mayos.

Problemática

El área poniente de la Zona de Distribución Mexicali ha incrementado su demanda, derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Socia, la SE Río Nuevo da suministro de energía eléctrica a esta zona a través de dos transformadores: RIN-T1 de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV y RIN-T2 de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.

El banco RIN-T1 de 40 MVA suministra energía a los usuarios del noreste de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en 2024 fue de 36.3 MW el cual presenta un factor de utilización de 95.53%.

El banco RIN-T2 de 30 MVA suministra energía a los usuarios del suroeste de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en el 2024 fue de 24.9 MW el cual presenta un factor de utilización de 87.37%.

De acuerdo con el planteamiento de cargabilidad de los transformadores de la SE Río Nuevo en donde se expone la pronta saturación de dichos elementos a causa del incremento de la demanda, se prevé que en años próximos se presente la saturación de la transformación a 102.4%, en conjunto, como lo pronostica el PDS 2025-2045, adicionalmente, el balance de carga entre los bancos de transformación no es posible realizarse por la propia topología de los circuitos en media tensión.

En base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto Mayos Banco 1 como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental.

Características del Proyecto

El proyecto Mayos Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 193.018 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

Nueva Subestación Eléctrica denominada como Mayos con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 161 kV, doble circuito de aproximadamente 1.05 km de longitud (2.10 km-c) calibre de conductor 1113 kcmil tipo ACSR/PT, para entroncar la LT Río Nuevo – 83220 – Cachanilla en 161 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 161 kV para la SE Mayos y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión en 13.8 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Mayos Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Ciudad de Mexicali, Baja California, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Mayos, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia en la Ciudad de Mexicali, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada San Miguel, cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 161/13.8 kV, construcción de 2.0 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR/PT para entroncar la LT Río Nuevo – Cachanilla en 161 kV, 2 alimentadores en 161 kV y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión.

El proyecto San Miguel Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 200.058 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Mayos Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.61, un Valor Presente Neto (VPN) de 613.565 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 27.1%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.38, un VPN de 383.732 millones de pesos y una TIR de 19.75%.

CUADRO 8.6.9.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO MAYOS BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Mayos entronque Río Nuevo – Cachanilla	161	2	2.1	abr-30	Baja California
Total			**2.1**		

CUADRO 8.6.9.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO MAYOS BANCO 1

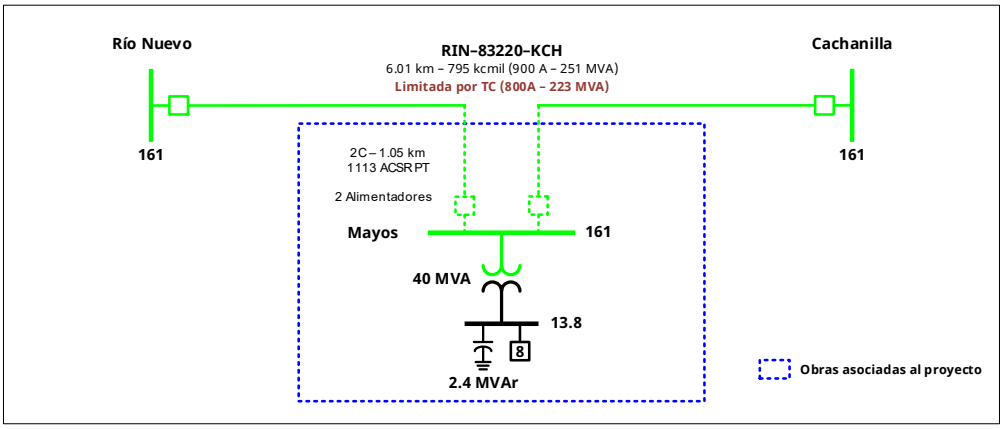
Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Mayos Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-30	Baja California
Total			**40.0**			

T. Transformador trifásico

CUADRO 8.6.9.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO MAYOS BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Mayos MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-30	Baja California
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.9.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO MAYOS BANCO 1



D25-BC3 Portales Banco 1

Diagnóstico operativo

La Red Eléctrica de Alta Tensión de Zona Mexicali está conformada por Líneas de Transmisión anilladas en 230 kV y 161 kV, los transformadores de distribución de la Zona Mexicali en la ciudad de Mexicali, Baja California cuentan con nivel de tensión primario en 230 kV, en el área de influencia del proyecto Portales Banco 1. Debido a la alta densidad de carga al interior de la ciudad, en época de verano, se presenta la demanda máxima en la región debido a las altas temperaturas, en el entorno de la SE Xochimilco y la SE Centenario se presenta un

factor de carga anual del área de estudio de 0.3 ya que el sistema presenta una alta demanda durante los meses de verano y baja demanda durante los meses de primavera, otoño e invierno.

El Sistema Eléctrico de Distribución en el área de influencia en la ciudad de Mexicali, está suministrado por la SE Xochimilco y la SE Centenario, con base en el PDS 2025-2045 se saturará para el año 2030 con una demanda de 86.9 MW, con lo que operaría con un factor de utilización de 101.63% de la capacidad de transformación en el área, por lo que se requiere construir la nueva Subestación Eléctrica Portales.

Problemática

El área sur de la ciudad de Mexicali, Baja California se suministra energía eléctrica a través de las SE Xochimilco con el banco 2 XCO-T2 de 50 MVA de capacidad y relación de 230/13.8 kV y la SE Centenario con el banco 1 CNT-T1 de 40 MVA de capacidad y relación de 230/13.8 kV. La demanda en esta zona ha incrementado su demanda de energía eléctrica, derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Social.

El Banco XCO-T2 de 50 MVA de la SE Xochimilco suministra energía a los usuarios del sur de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en el 2024 fue de 49.1 MW el cual presenta un factor de utilización de 103.36%. El Banco CNT-T1 de 40 MVA de la SE Centenario suministra energía a los usuarios del sur de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en el 2024 fue de 31.0 MW el cual presenta un factor de utilización de 81.58%.

De acuerdo con el planteamiento donde se expone la problemática de la saturación y cargabilidad de los bancos de transformación existentes a causa de la demanda incremental, en años próximos en el Sistema Eléctrico de Distribución (SED) que comprende la SE Centenario y Xochimilco, el balanceo de carga entre los bancos se dificulta ya que son subestaciones que se encuentran en la zona sur de la ciudad de Mexicali, Baja California. Esto origina que no se puedan realizar optimizaciones en la RGD.

En base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto Portales Banco 1 como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental en la ciudad de Mexicali.

Características del Proyecto

El proyecto Portales Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 240.413 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como Portales con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 230 kV, doble circuito de aproximadamente 2.7 km de longitud (5.4 km-c) calibre de conductor 1020 kcmil tipo ACCC, para entroncar la LT Wisteria – 93620 – Xochimilco en 230 kV que tiene el mismo calibre.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM. Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 230 kV para la SE Portales y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión en 13.8 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Portales Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Ciudad de Mexicali, Baja California, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Portales, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada División del Norte Banco 1, la cual será alimentada a través de la Línea de Transmisión Wisteria – La Rosita en 230 kV, cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/13.8 kV, construcción de 3.0 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR/PT para entroncar la LT Wisteria – La Rosita en 230 kV, 2 alimentadores en 230 kV y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto División del Norte Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 242.851 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024. Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Portales Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.51, un Valor Presente Neto (VPN) de 405.757 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 20.83%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.45, un VPN de 367.406 millones de pesos y una TIR de 17.67%.

CUADRO 8.6.9.7. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO PORTALES BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Portales entronque Wisteria – Xochimilco /1	230	2	5.4	abr-30	Baja California
Total			**5.4**		

1/ La LT Wisteria – Xochimilco en 230 kV tiene un calibre 1020 kcmil ACCC

CUADRO 8.6.9.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO PORTALES BANCO 1

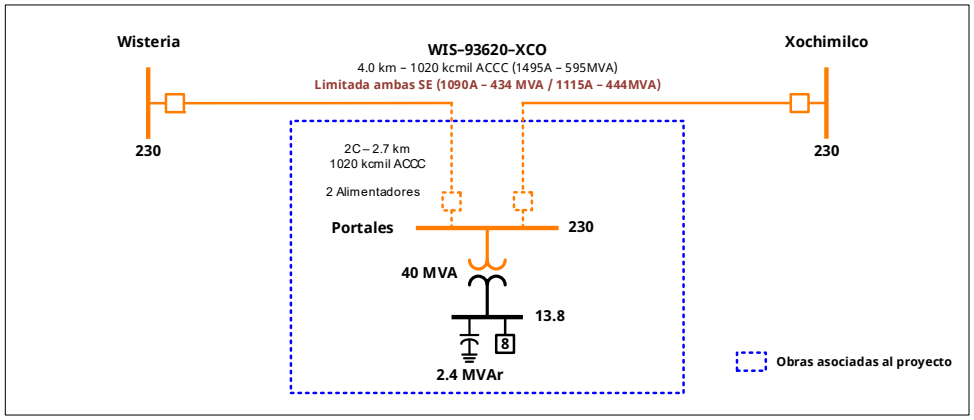
Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Portales Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-30	Baja California
Total			**40.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.9.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO PORTALES BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Portales MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-30	Baja California
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.9.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO PORTALES BANCO 1



D25-BC4 Santa Cecilia Banco 1

Diagnóstico operativo

La Red Eléctrica de Alta Tensión de Zona Mexicali está conformada por Líneas de Transmisión anilladas en 230 kV y 161 kV, los transformadores de distribución de la Zona Mexicali en la ciudad de Mexicali, Baja California cuentan con nivel de tensión primario en 230 kV, en el área de influencia del proyecto Santa Cecilia Banco 1. Debido a la alta densidad de carga al interior de la ciudad, en época de verano, se presenta la demanda máxima en la región debido a las altas temperaturas, en el entorno de la SE Sánchez Taboada se presenta un factor de carga anual del área de estudio de 0.33 ya que el sistema presenta una alta demanda durante los meses de verano y baja demanda durante los meses de primavera, otoño e invierno.

El Sistema Eléctrico de Distribución en el área de influencia en la ciudad de Mexicali, está suministrado por la SE Sánchez Taboada con dos bancos de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV, cada uno, con base en el PDS 2025-2045 se saturará para el año 2030 con una demanda de 92.5

MW, con lo que operaría con un factor de utilización de 121.7% de su capacidad por lo que se requiere construir la nueva Subestación Eléctrica Santa Cecilia.

Problemática

El área suroeste de la ciudad de Mexicali, Baja California se suministra energía eléctrica a través de la SE Sánchez Taboada con dos bancos de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV, cada uno. La demanda en esta zona ha incrementado su demanda debido a la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Social.

El Banco STB-T1 de 40 MVA de la SE Sánchez Taboada suministra energía a los usuarios del noreste de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en el 2024 fue de 39.9 MW el cual presenta un factor de utilización de 105.0%. El Banco STB-T2 de 40 MVA de la SE Sánchez Taboada suministra energía a los usuarios del suroeste de la ciudad de Mexicali, la demanda máxima en el 2024 fue de 39.0 MW el cual presenta un factor de utilización de 102.6%.

De acuerdo con el planteamiento donde se expone la problemática de la saturación y cargabilidad de los bancos de transformación existentes a causa de la demanda incremental, en años próximos en el Sistema Eléctrico de Distribución (SED) que comprende la SE Sánchez Taboada, el balanceo de carga entre los bancos se dificulta lo que origina que no se puedan realizar optimizaciones en la RGD.

Con base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto Santa Cecilia Banco 1 como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental en la ciudad de Mexicali.

Características del Proyecto

El proyecto Santa Cecilia Banco 1 (Alternativa 1) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 244.084 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

TRANSFORMACIÓN

- Nueva Subestación Eléctrica denominada como Santa Cecilia con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión en 230 kV, doble circuito de aproximadamente 2.6 km de longitud (5.2 km-c) calibre de conductor 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Sánchez Taboada – 93870 – Cucapáh en 230 kV.

COMPENSACIÓN

- Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM. Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 230 kV para la SE Santa Cecilia y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión en 13.8 kV.

La fecha de entrada en operación necesaria indicada en PDS es abril de 2030

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto Santa Cecilia Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Ciudad de Mexicali, Baja California, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Santa Cecilia, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la Alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Choropo Banco 1, la cual será alimentada a través de la Línea de Transmisión Sánchez Taboada – Cucapáh en 230 kV, cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/13.8 kV, construcción de 3.0 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR/PT para entroncar la LT Sánchez Taboada – Cucapáh en 230 kV, 2 alimentadores en 230 kV y 8 alimentadores para la conexión de circuitos eléctricos en Media Tensión, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto Choropo Banco 1 (Alternativa 2) y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 247.332 millones de pesos, considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el catálogo de precios del suministrador vigente (CATPRE) al mes de octubre de 2024.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Santa Cecilia Banco 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 1.66, un Valor Presente Neto (VPN) de 1,044.77 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 39.81%. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.61, un VPN de 990.824 millones de pesos y una TIR de 38.33%.

CUADRO 8.6.9.10. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO SANTA CECILIA BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Santa Cecilia entronque Sánchez Taboada – Cucapáh	230	2	5.2	abr-30	Baja California
Total			**5.2**		

CUADRO 8.6.9.11. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SANTA CECILIA BANCO 1

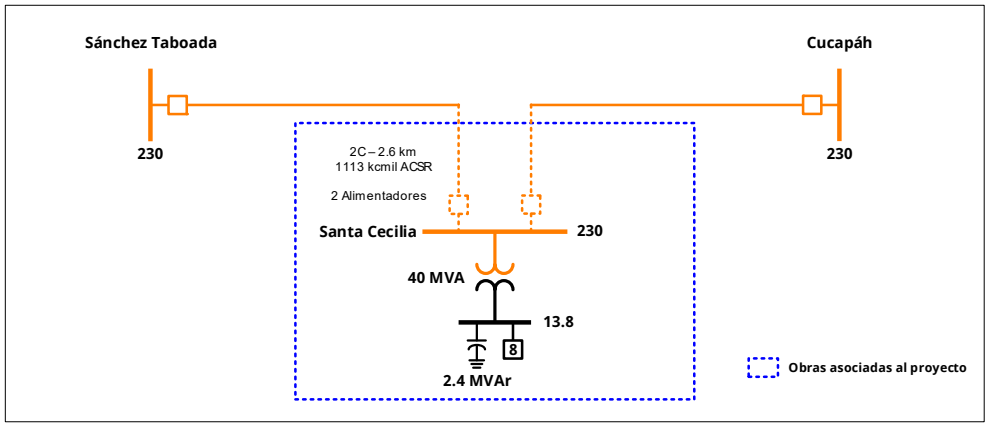
Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	GCR
Santa Cecilia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-30	Baja California
Total			**40.0**			

T. Transformador

CUADRO 8.6.9.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SANTA CECILIA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	GCR
Santa Cecilia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-30	Baja California
Total			**2.4**		

FIGURA 8.6.9.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SANTA CECILIA BANCO 1



8.7. Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF)

Para el desarrollo de los PAMRNT realizados por CENACE se parte de una base de datos de proyectos que la CFE consideró en sus programas de expansión de la Red Eléctrica en años anteriores a la Reforma Energética. En su momento, estos proyectos fueron evaluados económica y financieramente por la CFE y autorizados por la Secretaría de Energía y la Unidad de Inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), por lo tanto, están en el Programa de Egresos de la Federación (PEF) y la CFE dispone de esos recursos para su realización. Por lo anterior, cualquier modificación al alcance de estos proyectos que implique su revisión de rentabilidad económica y gestión para su autorización ante la SHCP son responsabilidad de CFE.

Al momento de realizar los PAMRNT, el CENACE toma en cuenta el estatus de las obras programadas en POISE: las que ya están terminadas, las que se encuentran en construcción o licitación, las que están por licitarse y las que tienen problemáticas sociales, es decir su fecha de entrada en operación puede variar considerablemente de un ciclo de planeación al siguiente. Con esta información se actualizan las fechas de entrada en operación factibles para considerarlos dentro de los estudios eléctricos del SEN.

8.7.1. Metas físicas de los Proyectos Legados

FIGURA 8.7.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LEGADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 8.7.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LEGADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

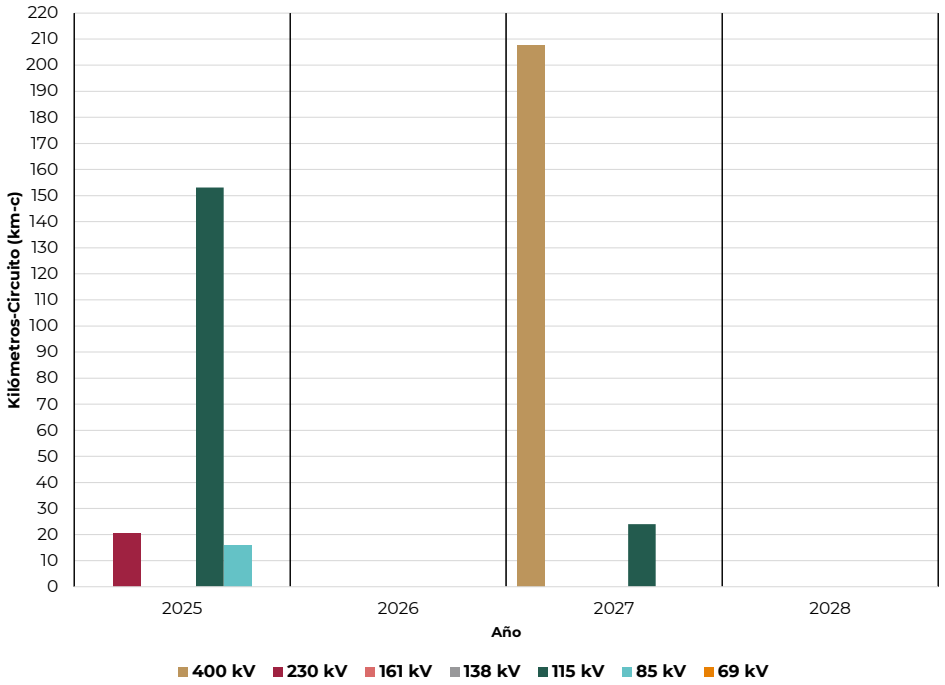
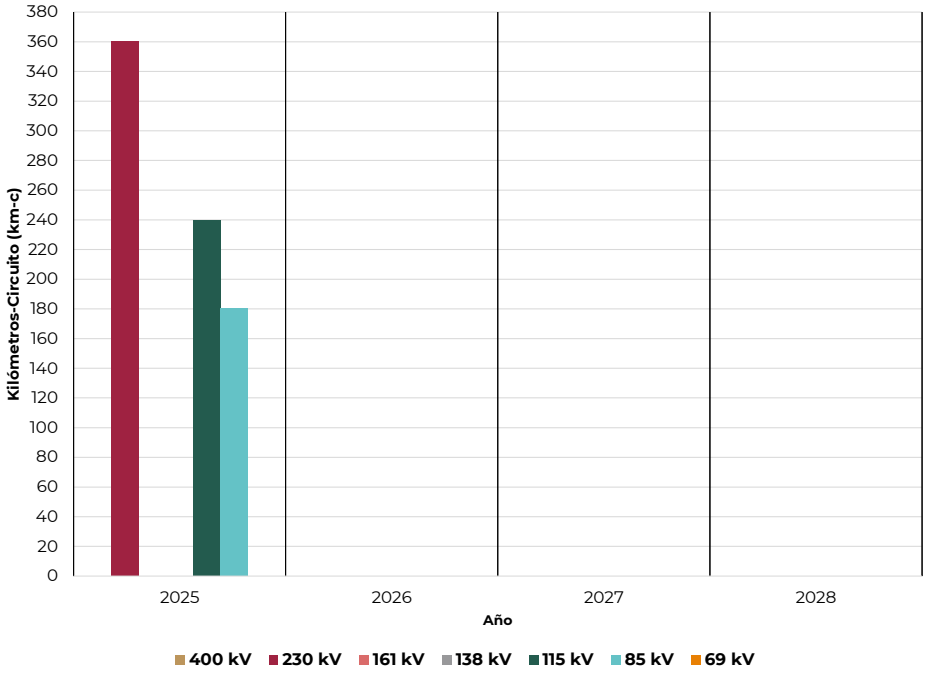


FIGURA 8.7.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM LEGADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 8.7.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM LEGADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.8. Proyectos con recursos por aportaciones de la Distribuidora

Adicionalmente a los proyectos de Ampliación de las RGD del MEM identificados previamente para la atención del Suministro Eléctrico en el nivel de distribución, se tienen requerimientos de suministro en el corto plazo por parte de usuarios con montos solicitados de demanda que implican refuerzos adicionales a los contemplados por el crecimiento normal de la demanda.

El recurso económico para la construcción de esta infraestructura eléctrica requerida proviene de un esquema por aportaciones del cliente o clientes que requieren del servicio en el corto plazo, mediante convenios entre el cliente y el suministrador.

Del esquema de aportaciones previo a la LIE, se tienen algunos proyectos que están en proceso de construcción, de los cuales la Distribuidora ha informado al CENACE.

Estos han sido revisados o se encuentran en proceso de estudio respecto a su factibilidad técnica de conexión a la RNT por el CENACE en coordinación con la Distribuidora. En su mayoría están previstos para entrar en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 4 años.

8.8.1. Metas físicas de los proyectos con recursos por aportaciones

FIGURA 8.8.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RECURSOS POR APORTACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA

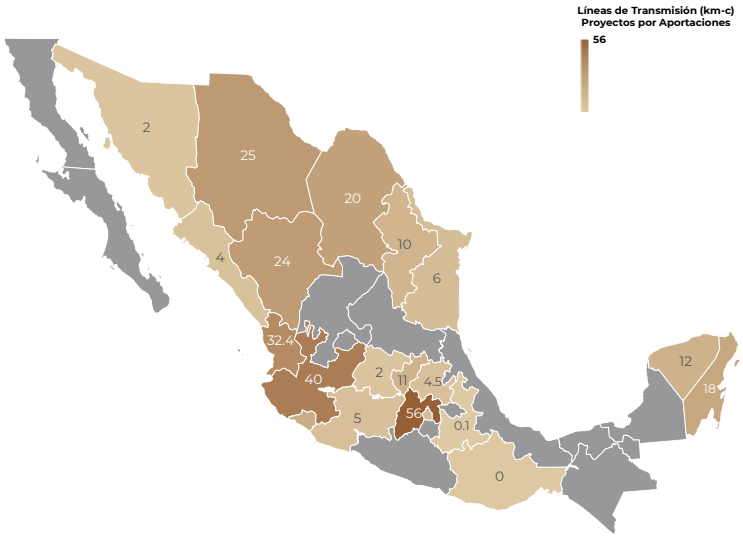


FIGURA 8.8.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RECURSOS POR APORTACIONES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

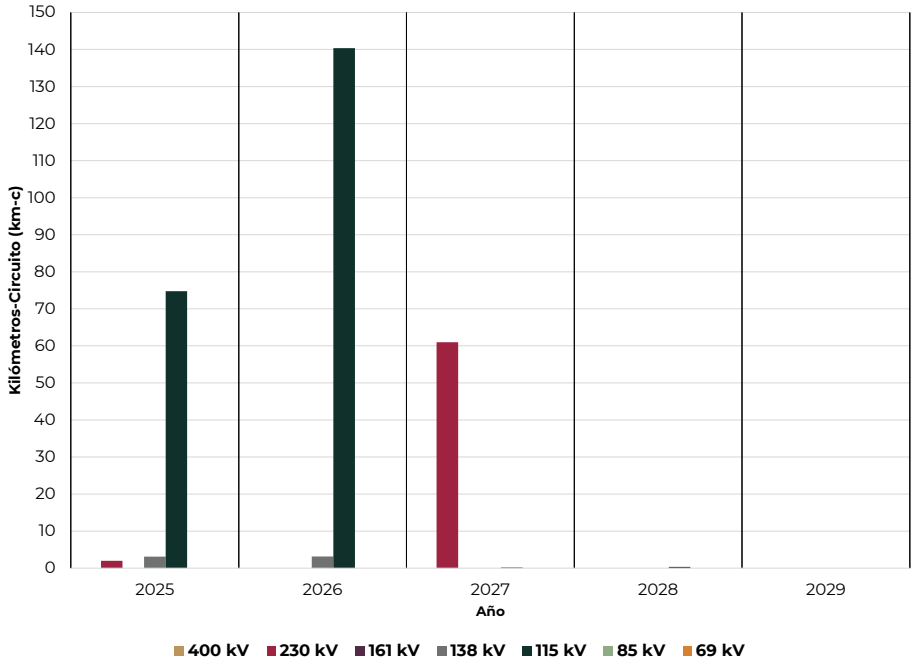


FIGURA 8.8.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM CON RECURSOS POR APORTACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA

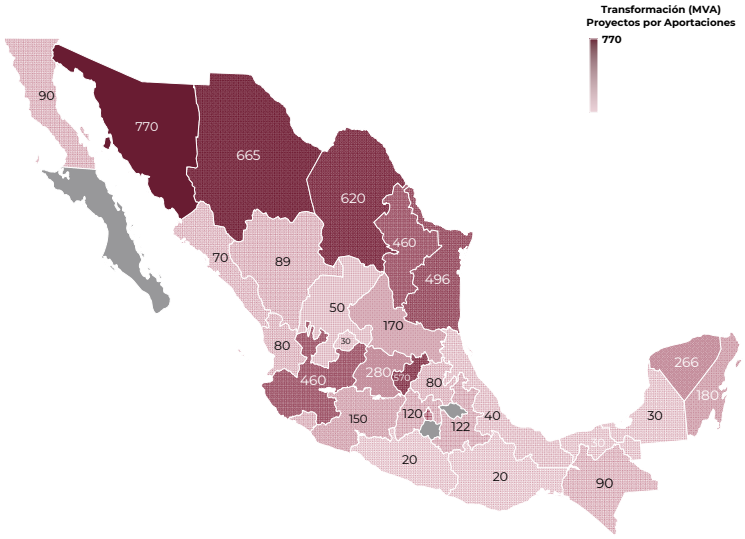
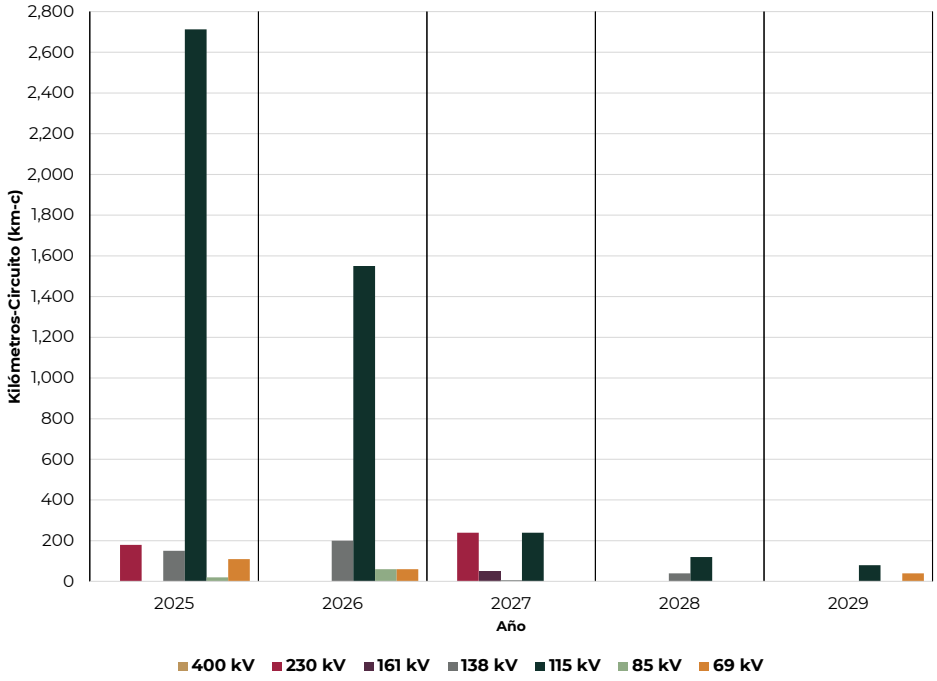


FIGURA 8.8.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM CON RECURSOS POR APORTACIONES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



CUADRO 8.8.1. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR CENTRAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Tula	Ciudad Bicentenario Banco 1	A18-CE7	2025	Hidalgo	4.5	30	18
Ecatepec	Valle San Pedro Banco 1	A18-CE5	2025	Estado de México	2	60	9
Atlacomulco	Canchesda Nueva Modernización	A21-CE5	2026	Estado de México			
Tulancingo	El Carmen Banco 2 (sustitución)	A19-CE1	2025	Hidalgo		20	
Tula	Jasso Banco 4 Modernización	PDS23-CE3	2027	Hidalgo			
Tula	Jasso Banco 3 Modernización	A23-CE2	2029	Hidalgo			
Valle de Bravo	San Mateo Banco 2 (modernización)	A21-CE7	2026	Estado de México			
Benito Juárez	Coyoacán Banco 1, 2 y 3 rehabilitación	A23-CE3	2026	Ciudad de México		120	27
Nezahualcóyotl	Milagros Definitiva Bancos 1 y 2(sustitución)	PDS20-CE1	2026	Ciudad de México		60	
Tula	Tizayuca Banco 1 rehabilitación	A23-CE1	2025	Hidalgo		60	
Atlacomulco	Arco 57 Soyaniquilpan	A20-CE2	2027	Estado de México	53.59	60	
Lomas	Santa Fe Bancos 1,2 y 3	A18-CE4	2027	Ciudad de México	7.4	180	27
Toluca	San Francisco Modernización	PDS20-CE4	2026	Estado de México			
Toluca	Puerta San Diego Banco 1 y 2 (modernización)	PDS22-CE1	2026	Estado de México	0.2	30	12.6
Pachuca	Parque Industrial Reforma Banco 3 (modernización)	A19-C3	2027	Hidalgo			
Pachuca	Dos Carlos Banco 1 (modernización)	A19-CE5	2029	Hidalgo	0.2	30	1.8

CUADRO 8.8.2. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR ORIENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Teziutlán	Tlapacoyan Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR15	2025	Puebla		20	1.2
Poza Rica	Tuxpan II Banco 2 (sustitución)	PDS20-OR5	2025	Veracruz	0	20	1.2
Córdoba	Potrero II Banco 2	A20-OR16	2025	Veracruz		20	1.2
Chontalpa	Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	A18-OR27	2025	Tababsco		30	1.8
Morelos	Civac Banco 2 (modernización)	A21-OR12	2026	Morelos			
Izúcar de Matamoros	Izúcar de Matamoros Banco 2 (modernización)	A21-OR8	2025	Puebla			
Tapachula	Acacoyahua Banco 1 (sustitución)	PDS-OR49	2025	Chiapas		30	1.8
Izúcar de Matamoros	Metepec Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR12	2025	Puebla		30	1.8
Teziutlán	Minas Banco 1 (sustitución)	A22-OR3	2026	Puebla		9.4	0.6
Puebla Poniente	Xoxtla-Corango Banco 1	A18-OR3	2025	Puebla	0.07	30	1.8
Puebla Oriente	Norte Banco 2 (modernización)	A23-OR4	2026	Chiapas		12.5	1.2
Izúcar de Matamoros	Metepec Banco 1 (sustitución)	A23-OR6	2026	Puebla		20	1.2
Tlaxcala	Chignahuapan Banco 2	PDS-OR56	2025	Puebla		12.5	
Oaxaca	Ocotlan Banco 1	PDS-OR45	2028	Oaxaca	0.3	20	1.2
Morelos	Civac Banco 1 (modernización)	A24-OR1	2027	Morelos			
Puebla Oriente	Amozoc Banco 2 (modernización)	A24-OR2	2026	Puebla			
Puebla Poniente	Poniente Banco 2 (modernización)	A24-OR3	2027	Puebla			
Chilpancingo	Chilpancingo Banco 2 (modernización)	A24-OR5	2028	Guerrero			
Puebla Poniente	Poniente Banco 3 (modernización)	A24-OR4	2028	Puebla			
Chilpancingo	Tixtla Banco 1 (sustitución)	A24-OR8	2028	Guerrero		20	1.2
Acapulco	Los Amates Banco 3 (modernización)	A24-OR11	2025	Guerrero			
San Cristobal	San Cristobal Banco 1 (sustitución)	A24-OR12	2025	Chiapas		30	1.8
San Cristobal	San Cristobal Banco 2 (sustitución)	A24-OR13	2025	Chiapas		30	1.8

CUADRO 8.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Aerotech Banco 2	PDS18-OC43	2025	Querétaro	0	20	1.2
Bajío	Celaya II (Attc) Banco 2	A19-OC11	2025	Guanajuato	0	30	1.8
Bajío	Estadio Banco 2	A18-OC55	2025	Querétaro	0	30	1.8
Jalisco	Guayabitos Banco 1	A18-OC11	2025	Nayarit	0	20	1.2
Bajío	Industrial San Francisco Banco 2	A18-OC62	2025	Aguascalientes	0	30	1.8
Bajío	Jaral del Progreso Banco 2	A18-OC61	2025	Guanajuato	0	20	1.2
Bajío	Laguna Seca Banco 1 (Sustitución)	A18-OC73	2024	Zacatecas	0	20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 2	PDS19-OC55	2026	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	Parque Innovación Banco 3	PDS18-OC28	2026	Querétaro	0	20	1.2
Bajío	Salinas Banco 1 (Sustitución)	A18-OC71	2026	San Luis Potosí	0	20	1.2
Bajío	Tejeda Banco 2	A18-OC54	2025	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	Antea Banco 2	PDS19-OC37	2025	Querétaro	0	30	1.8
Jalisco	Autlán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC14	2026	Jalisco	0	30	1.8
Jalisco	Bugambilias Banco 2	A18-OC17	2026	Jalisco	0	40	2.4
Bajío	Campanario Banco 2	PDS19-OC45	2025	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	La Palma Banco 1	A22-OC7	2026	Querétaro	2	30	1.8
Bajío	La Virgen Banco 2	PDS18-OC41	2026	Guanajuato	0	20	1.2
Bajío	La Mansión Banco 2	A22-OC9	2026	Querétaro	0	20	1.2
Centro Occidente	Comala Banco 1	A18-OC34	2026	Colima	4.6	20	1.2
Bajío	Conín Banco 1	PDS19-OC32	2026	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	El Marqués Oriente Banco 1 (sustitución)	A18-OC59	2026	Querétaro	0	40	2.4
Bajío	El Marqués Banco 2	A18-OC59	2025	Querétaro	0	30	1.8
Jalisco	El Monteón Banco 1	A20-OC3	2026	Nayarit	0.4	30	1.8
Baja California	El Tepeyac Banco 1	PDS20-OC6	2025	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	Guadalupe Banco 1 (Sustitución)	A18-OC69	2025	Zacatecas	0	30	1.8
Bajío	Montenegro Banco 1	A18-OC60	2026	Querétaro	2.4	30	1.8
Bajío	Vegil Banco 1	A22-OC13	2026	Querétaro	7	30	1.8
Bajío	La Griega Banco 3	A21-OC6	2025	Querétaro	0	20	1.2
Bajío	La Loma Banco 2	A18-OC56	2025	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	Las Colinas Banco 2	A18-OC43	2025	Guanajuato	0	30	1.8
Centro Occidente	Manzanillo Norte Banco 1	A18-OC36	2025	Colima	0.5	20	1.2

Continuación ...

CUADRO 8.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	A19-OC26	2026	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	San Juan del Río Banco 2 (Sustitución)	A19-OC13	2025	Querétaro	0	30	1.8
Jalisco	San Martín Banco 2	A18-OC23	2025	Jalisco	0	60	3.6
Bajío	San Miguel de Allende Sur Banco 2	A19-OC9	2026	Guanajuato	0	20	1.2
Bajío	San Roque Banco 2	PDS18-OC30	2028	Guanajuato	0	30	1.8
Bajío	Santa Cruz Banco 2	A18-OC51	2025	Guanajuato	0	20	1.2
Jalisco	Jocotepec Banco 1 (sustitución)	A22-OC16	2025	Jalisco	0	30	1.8
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 3 (Sustitución)	A21-OC9	2030	Jalisco	0	20	1.2
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	2025	Colima	10	20	1.2
Centro Occidente	Abastos Banco 2	A18-OC91	2027	Michoacán	0	20	1.2
Centro Occidente	Tepalcatepec II Banco 1 (sustitución)	A22-OC17	2025	Michoacán	0	20	1.2
Centro Occidente	Chamela Banco 1 (sustitución)	A22-OC11	2026	Colima	0	20	1.2
Centro Occidente	Santiago Undameo Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC2	2026	Michoacán	0	20	1.2
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	2027	Michoacán	0.2	20	1.2
Jalisco	Chapala Banco 2	A18-OC24	2025	Jalisco	0	30	1.8
Bajío	Los Sauces Banco 1 (Sustitución)	A19-OC21	2025	Guanajuato	0	30	1.8
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	2026	Jalisco	0	30	1.8
Bajío	Santa Fe IV Banco 1	PDS18-OC26	2026	Guanajuato	2	30	1.8
Jalisco	Amatitán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC19	2025	Jalisco	0	20	1.2
Jalisco	El Grullo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC18	2026	Jalisco	0	20	1.2
Bajío	Los Hernández Banco 1 (Sustitución)	A18-OC68	2026	San Luis Potosí	0	30	1.8
Bajío	Matamoros Banco 1	A18-OC64	2026	Jalisco	0.8	20	1.2
Bajío	Centro Logístico Jalisco Banco 2	A22-OC5	2025	Jalisco	0		otro
Jalisco	Teocuitatlán Banco 1	PDS18-OC21	2026	Jalisco	39	30	1.8
Jalisco	El Tuito Banco 1	A23-OC11	2026	Nayarit	32	30	1.8
Centro Occidente	El Colegio Banco 1	A23-OC4	2026	Michoacán	0.15	30	1.8

Continuación ...

CUADRO 8.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Centro Occidente	Ayotlán Norte Banco 1	A23-OC5	2026	Michoacán	5	20	1.2
Centro Occidente	Talpa Banco 1 (Sustitución)	A23-OC6	2026	Colima	0	20	1.2
Bajío	Tres Naciones Banco 2 (Sustitución)	A23-OC7	2025	San Luis Potosí	0	40	2.4
Bajío	Jaral del Progreso Banco 2	A23-OC8	2025	Guanajuato	0	20	1.2
Jalisco	Pinar Banco 2 (Sustitución)	A24-OC1	2029	Jalisco	0	40	2.4
Jalisco	Guadalajara Dos	A24-OC2	2025	Jalisco	0	60	3.6
Jalisco	Chapala Banco 1 (Sustitución)	A24-OC3	2025	Jalisco	0	30	1.8
Bajío	El Tepeyac Banco 2 (Sustitución)	A24-OC4	2027	Querétaro	0	30	1.8
Bajío	San José Iturbide Banco 2 (Sustitución)	A24-OC5	2026	Guanajuato	0	20	1.2
Bajío	Empalme Escobedo Banco 1 (Sustitución)	A24-OC6	2033	Guanajuato	0	30	1.8
Centro Occidente	Los Charcos Banco 1 (Sustitución)	A24-OC9	2027	Michoacán	0	20	1.2

CUADRO 8.8.4. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NOROESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Guaymas	Roca Fuerte Banco 1	A18-NO1	abr-25	Sonora	2	30	1.8
Nogales	Nuevo Nogales Banco 1 (Sustitución)	A19-NO2	abr-25	Sonora		40	2.4
Hermosillo	Subestación Santa Inés Banco 1 (sustitución)	A21-NO9	abr-25	Sonora		30	1.8
Hermosillo	Subestación Ocho Banco 1 (Sustitución)	A22-NO2	abr-28	Sonora		20	1.2
Hermosillo	Pueblitos Banco 1 (Sustitución)	A22-NO4	abr-26	Sonora		40	2.4
Obregón	Tetabiate Banco 2	A22-NO5	jun-26	Sonora		30	1.8
Obregón	Progreso Banco 1 (sustitución)	A22-NO7	dic-25	Sonora		30	1.8
Obregón	Cocorit Banco 1 (sustitución)	A22-NO8	dic -25	Sonora		40	2.4
Caborca	El Deseo Banco 1 (Sustitución)	A24-NO1	abr-25	Sonora		20	1.2
Hermosillo	Ures Banco 3 (Sustitución)	A24-NO2	abr-26	Sonora		20	1.2
Guasave	Bacurato Banco 3 (Sustitución)	A24-NO4	abr-25	Sinaloa		30	1.8

Continuación ...

CUADRO 8.8.4. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NOROESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Caborca	Altar Banco 1 (Sustitución)	A24-NO6	abr-25	Sonora		20	1.2
Caborca	Industrial Caborca Banco 5 (Sustitución)	A24-NO7	abr-32	Sonora		30	1.8
Hermosillo	Hermosillo Nueve Banco 2 (Sustitución)	A24-NO8	abr-29	Sonora		40	2.4
Hermosillo	Hermosillo Siete Banco 2 (Sustitución)	A24-NO9	abr-25	Sonora		40	2.4
Hermosillo	Villa del Pitic Banco 1 (Sustitución)	A24-NO11	abr-25	Sonora		40	2.4
Guaymas	San Carlos Banco 1 (sustitución)	A24-NO12	abr-26	Sonora		20	1.2
Obregón	Ciudad Obregón Uno Banco 1 (Sustitución)	A24-NO13	abr-25	Sonora		40	2.4
Obregón	Ciudad Obregón Uno Banco 2 (Sustitución)	A24-NO14	abr-25	Sonora		40	2.4
Navojoa	Fundición Banco 1 (Sustitución)	A24-NO15	abr-25	Sonora		30	1.8
Navojoa	Navojoa Banco 4 (Sustitución)	A24-NO16	abr-36	Sonora		40	2.4
Los Mochis	Ruiz Cortines Banco 1 (Sustitución)	A24-NO18	abr-25	Sonora		30	1.8
Mazatlán	Subestación Villa Unión Banco 2 (Sustitución)	A24-NO19	abr-25	Sonora		20	1.2
Hermosillo	Quiroga Banco 2	A24-NO20	abr-25	Sonora		40	2.4
Mazatlán	El Delfín (antes Mazatlán El CID) Banco 1	A24-NO21	abr-26	Sinaloa	3.6	40	2.4
Hermosillo	Hermosillo Nueve Banco 1 (Sustitución)	A24-NO22	abr-29	Sonora		40	2.4

CUADRO 8.8.5. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Cuauhtémoc	Bachíniva Banco 1	A18-NT21	2025	Chihuahua	0.8	40	2.4
Durango	Durango II Banco 1 (Sustitución)	A19-NT8	2025	Durango	0	30	1.8
Torreón	Francisco Zarco Banco 2 (Sustitución)	A19-NT6	2025	Durango	0	20	1.2
Santiago	Guachochi Banco 1 (Sustitución)	A21-NT1	2025	Chihuahua	0	20	1.2
Santiago	Puerto Justo Banco 1 (Sustitución)	A21-NT3	2025	Durango	0	12.5	0.6
Cuauhtémoc	Arenales Banco 2	PDS18-NT19	2025	Chihuahua	0	30	1.8
Torreón	California Banco 1 (Sustitución)	A18-NT43	2025	Coahuila	0	30	1.8
Cuauhtémoc	Carichí Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT21	2025	Chihuahua	0	30	1.8
Durango	Chalchihuites Banco 1 (Sustitución)	A21-NT4	2025	Durango	0	6.5	1.2
Chihuahua	Concordia Banco 2	A18-NT18	2024	Chihuahua	0	25	1.5
Chihuahua	El Sauz Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NT14	2025	Chihuahua	0	25	1.5
Moctezuma	Gavilán Banco 2	PDS20-NT8	2024	Chihuahua	0	30	1.8
Torreón	La Unión Banco 1	A19-NT2	2025	Coahuila	2.4	30	1.8
Moctezuma	Las Cuatas Banco 2	A19-NT9	2033	Chihuahua	0	30	1.8
Torreón	Mapimí Banco 1	A19-NT7	2025	Durango	23.6	20	1.2
Cuauhtémoc	Menonita Banco 2 (Sustitución)	A18-NT41	2024	Chihuahua	0	30	1.8
Casas Grandes	Monteverde Banco 2	A19-NT5	2024	Chihuahua	0	30	1.8
Camargo	Rancho Cuernavaca Banco 1	A18-NT12	2035	Chihuahua	9.7	9.4	0.6
Juárez	Juárez Banco 1	A18-NT51	2025	Chihuahua	12	40	2.4
Torreón	Matamoros Banco 1 (Sustitución)	A20-NT3	2025	Coahuila	0	30	1.8
Camargo	Río Florido Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NT12	2035	Chihuahua	0	30	1.8
Moctezuma	Tinajas Banco 1	A18-NT37	2026	Chihuahua	1	30	1.8
Camargo	Búfalo Banco 1 (Sustitución)	A18-NT39	2025	Chihuahua	0	20	1.2
Camargo	Colina Banco 1	A18-NT5	2026	Chihuahua	0.2	20	1.2
Torreón	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	2024	Coahuila	0	30	1.8
Juárez	Mitla Banco 1	A18-NT7	2026	Chihuahua	1	30	1.8
Torreón	Torreón Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT2	2024	Coahuila	0	30	1.8
Juárez	Oriente XXI Banco 2	A22-NT5	2025	Chihuahua	0	40	2.4
Torreón	Álamos Banco 2	A20-NT2	2026	Coahuila	0	30	1.8
Torreón	Batopilas Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT10	2025	Coahuila	0	30	1.8

Continuación ...

CUADRO 8.8.5. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Casas Grandes	Cerros Blancos Banco 1	A18-NT25	2027	Chihuahua	0	30	1.8
Casas Grandes	El Sabinal Banco 1	A18-NT27	2027	Chihuahua	0	30	1.8
Torreón	Torreón Oriente Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT3	2025	Coahuila	0	30	1.8
Torreón	Revolución Banco 2	PDS18-NT6	2025	Coahuila	0	30	1.8
Camargo	Río Florido Banco 1 (Sustitución)	A18-NT3	2026	Chihuahua	0	30	1.8
Juárez	Dunas Banco 1 (Sustitución)	A23-NT1	2024	Chihuahua	0	5.6	1.8
Chihuahua	Comanche Banco 1	A24-NT1	2027	Chihuahua	0	60	3.6

CUADRO 8.8.6. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Matamoros	Casa Blanca Banco 1	A18-NE16	2025	Tamaulipas	2.6	40	2.4
Mante	Cruces Banco 1 (Sustitución)	A20-NE3	2025	Tamaulipas	0	20	1.2
Monterrey	Cosmópolis Banco 1	E2T	2026	Nuevo León	3.4	40	2.4
Reynosa	Las Lomas Banco 1	A18-NE8	2026	Tamaulipas	0.5	30	1.8
Monterrey	Leona Banco 2	A18-NE4	2025	Nuevo León	0	30	1.8
Reynosa	Santander Banco 1	E0X	2025	Tamaulipas	0.4	40	2.4
Monterrey	Silla Apodaca Banco 2	PDS19-NE1	2025	Nuevo León	0	40	2.4
Mante	Xicoténcatl Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE7	2025	Tamaulipas	0	20	1.2
Nuevo Laredo	Lago Banco 2 (Sustitución)	A20-NE9	2026	Tamaulipas	0	40	2.4
Mante	Mante Banco 1 (Sustitución)	A21-NE2	2025	Tamaulipas	0	30	1.8
Mante	Mante Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE33	2025	Tamaulipas	0	30	1.8
Piedras Negras	Parque Industrial Acuña Banco 2	PDS18-NE11	2026	Coahuila	0	30	1.8
Saltillo	Parque Industrial Angostura Banco 1	A18-NE6	2025	Coahuila	1	30	1.8
Piedras Negras	Puente Internacional Banco 2	PDS18-NE12	2025	Coahuila	0	30	1.8
Nuevo Laredo	Unidad Deportiva Banco 1	PDS19-NE6	2026	Tamaulipas	2.64	30	1.8
Valles	Ébano Banco 1 (Sustitución)	A20-NE6	2025	San Luis Potosí	0	30	1.8
Huejutla	Huejutla II Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE20	2025	Hidalgo	0	30	1.8

Continuación ...

CUADRO 8.8.6. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Monclova	Monclova Banco 8 (sustitución)	PDS20-NE13	2025	Coahuila	0	30	1.8
Montemorelos	Montemorelos Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE3	2026	Nuevo León	0	30	1.8
Monterrey	La Esfera Banco 1	A18-NE5	2026	Coahuila	3.6	30	1.8
Cerralvo	Américas Banco 2	PDS18-NE32	2025	Nuevo León	0	30	1.8
Saltillo	Finsa Banco 2	PDS18-NE33	2026	Coahuila	0	30	1.8
Reynosa	Ricsa Banco 2	A22-NE2	2026	Tamaulipas	0	30	1.8
Cerralvo	Santa Elena Banco 1	A19-NE10	2026	Nuevo León	0.2	40	2.4
Saltillo	Los Pastores Banco 1	A22-NE1	2026	Coahuila	6.6	30	1.8
Río Verde	Ingenio San Miguel Banco 2	A22-NE5	2025	San Luis Potosí	0	20	1.2
Valles	Rosita Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE17	2026	San Luis Potosí	0	30	1.8
Matamoros	Aurora Banco 1	PDS20-NE23	2028	Tamaulipas	0	40	2.4
Monterrey	San Francisco Banco 1	PDS20-NE15	2026	Nuevo León	0.8	40	2.4
Monterrey	Periférico Banco 1	A18-NE2	2026	Nuevo León	6	30	1.8
Matamoros	Planta Banco 2	A23-NE1	2025	Tamaulipas	0.1	40	2.4
Monclova	Nadadores Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE7	2025	Coahuila	0	30	1.8
Monterrey	Alianza Real Banco 2	A20-NE8	2025	Nuevo León	0	40	2.4
Saltillo	Nuncios Banco 1	PDS20-NE21	2026	Coahuila	6.6	40	2.4
Reynosa	Valadeces Banco 1 (Sustitución)	A24-NE8	2027	Tamaulipas	0	6.25	otro
Nuevo Laredo	Miguel Alemán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NE5	2024	Tamaulipas	0	40	2.4
Monterrey	Kalos Poniente Banco 2	PDS18-NE1	2026	Nuevo León	0	30	1.8
Cerralvo	Hofusan Banco 2	PDS22-NE38	2025	Nuevo León	0	40	2.4
Monterrey	Interpuerto Banco 2	PDS22-NE1	2025	Nuevo León	0	40	2.4
Saltillo	San Roberto Banco 1 (Sustitución)	PDS19-NE19	2026	Coahuila	0	30	1.8
Montemorelos	Ladrillera Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE16	2026	Nuevo León	0	30	1.8
Piedras Negras	Allende Dos Banco 1 (Sustitución)	PDS22-NE24	2026	Coahuila	0	40	2.4
Tampico	Linda Vista II Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE17	2026	Tamaulipas	0	30	1.8
Victoria	San Fernando Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE35	2025	Tamaulipas	0	30	1.8

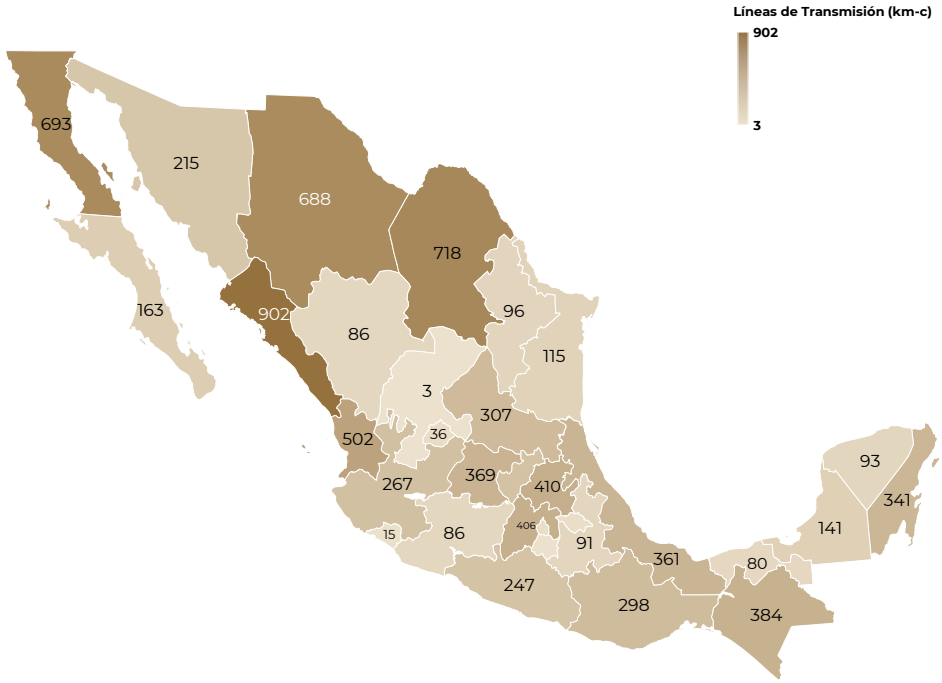
CUADRO 8.8.7. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR PENINSULAR

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Mérida	Bicentenario Banco 1	PDS18-PE3	2025	Yucatán	5.5	40	2.4
Mérida	Xcunyá Banco 1	A20-PE2	2025	Yucatán	1	30	1.8
Carmen	Puerto Real Banco 1	PDS20-PE6	2025	Campeche	0	6.25	0.4
Mérida	Puerto Progreso Banco 2	A20-PE11	2025	Yucatán	0	30	1.8
Mérida	Dzityá Banco 1	A20-PE13	2025	Yucatán	3.8	30	1.8
Mérida	Itzimná Banco 2	A20-PE14	2025	Yucatán	0	30	1.8
Mérida	Héroes Banco 1	A20-PE15	2025	Yucatán	0.6	30	1.8
Cancún	Kabah Banco 1 (sustitución)	A21-PE1	2025	Quintana Roo	0	30	1.8
Motul	Izamal Banco 2	A21-PE2	2025	Yucatán	0	20	1.2
Riviera Maya	Yaxkín Banco 1	PDS21-PE17	2025	Quintana Roo	1	30	1.8
Campeche	Escárcega Banco 3	A24-PE1	2025	Campeche	0	30	1.8
Cancún	Kay Banco 1	A21-PE4	2026	Quintana Roo	3	30	1.8
Riviera Maya	Zama Banco 1	PDS21-PE4	2026	Quintana Roo	14	30	1.8
Motul	Santo Domingo Banco 1 (sustitución)	A22-PE2	2026	Yucatán	1	20	1.2
Riviera Maya	Lausana Banco 1	A23-PE6	2026	Quintana Roo	0	30	1.8
Cancún	Playa Mujeres Banco 2	A20-PE4	2027	Quintana Roo	0	30	1.8
Mérida	Héroes Banco 2	PDS20-PE7	2028	Yucatán	0	30	1.8

8.9. Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2025 – 2039 (Total)

En esta sección se presenta un resumen de las metas físicas acumuladas de los proyectos instruidos por SENER, de los proyectos instruidos por SENER de refuerzo de la RNT para la interconexión de los Proyectos de Generación para el fortalecimiento de la Política Energética Nacional de los proyectos de la política de Fortalecimiento, de los proyectos identificados, de los proyectos legados y de los proyectos por aportaciones, tanto para la ampliación y modernización de la RNT como para las RGD del MEM[75].

FIGURA 8.9.1 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA



75 Los valores de km-c, MVA o MVAr pueden variar una vez terminadas las Actividades Previas, Ingeniería de detalle, entre otros, con base a la información de campo de la Transportista y la Distribuidora que reporten en los ciclos de planeación al CENACE, así como cambios de alcance en las metas físicas por los proyectos en evaluación por parte de la SENER o solicitud de CENACE o CFE.

FIGURA 8.9.2 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

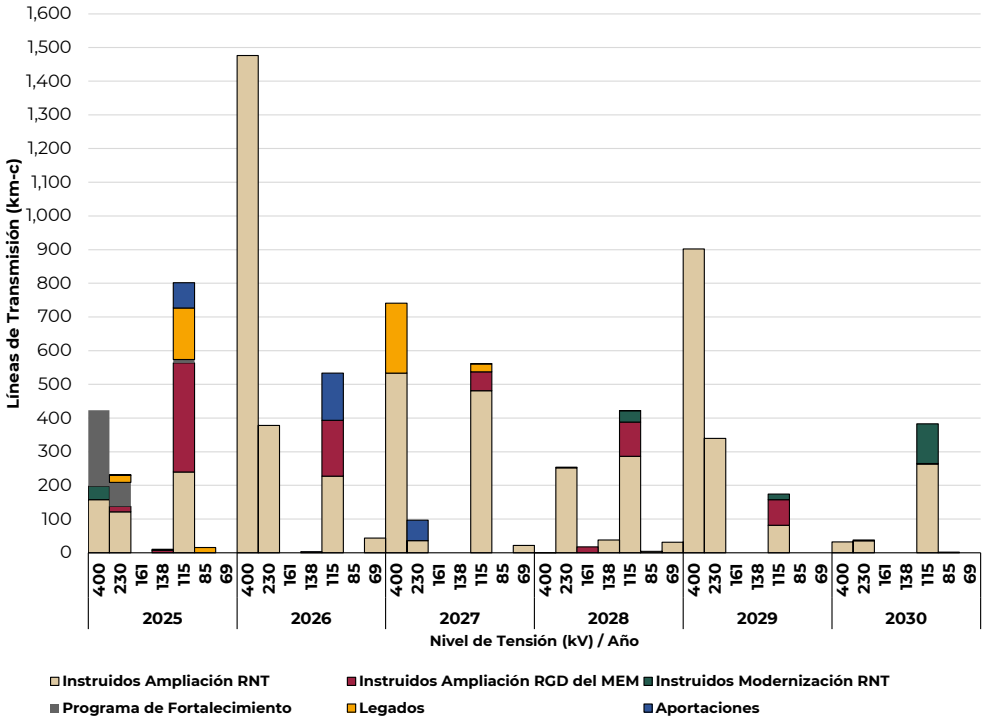


FIGURA 8.9.3 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

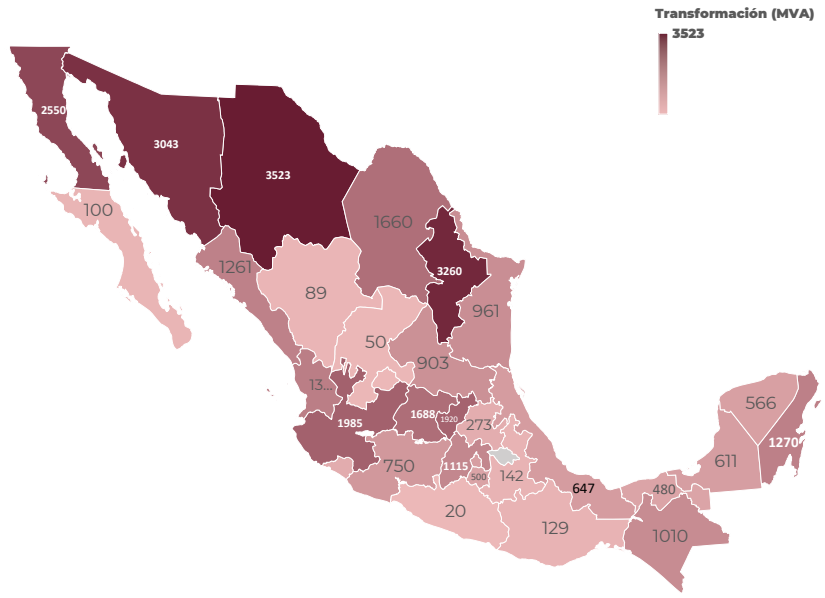


FIGURA 8.9.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

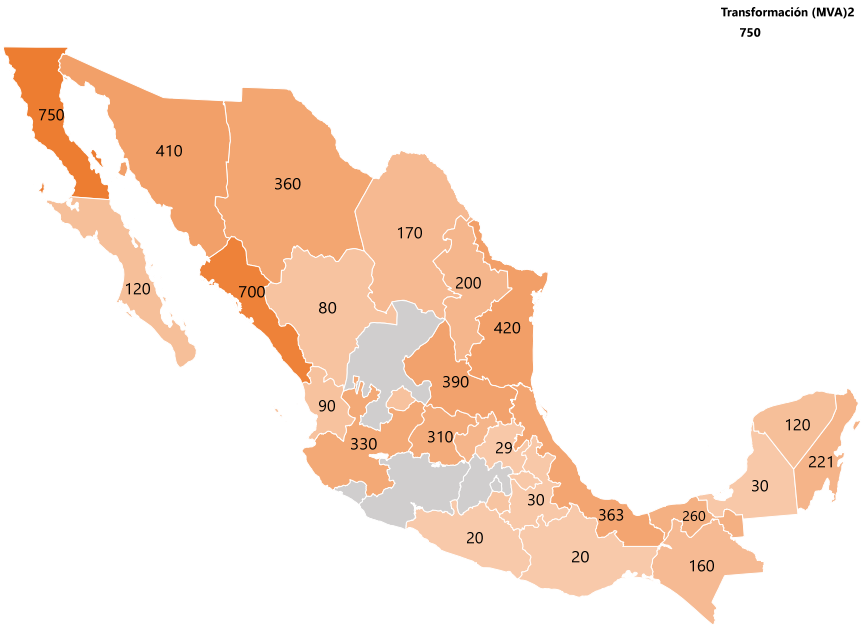


FIGURA 8.9.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

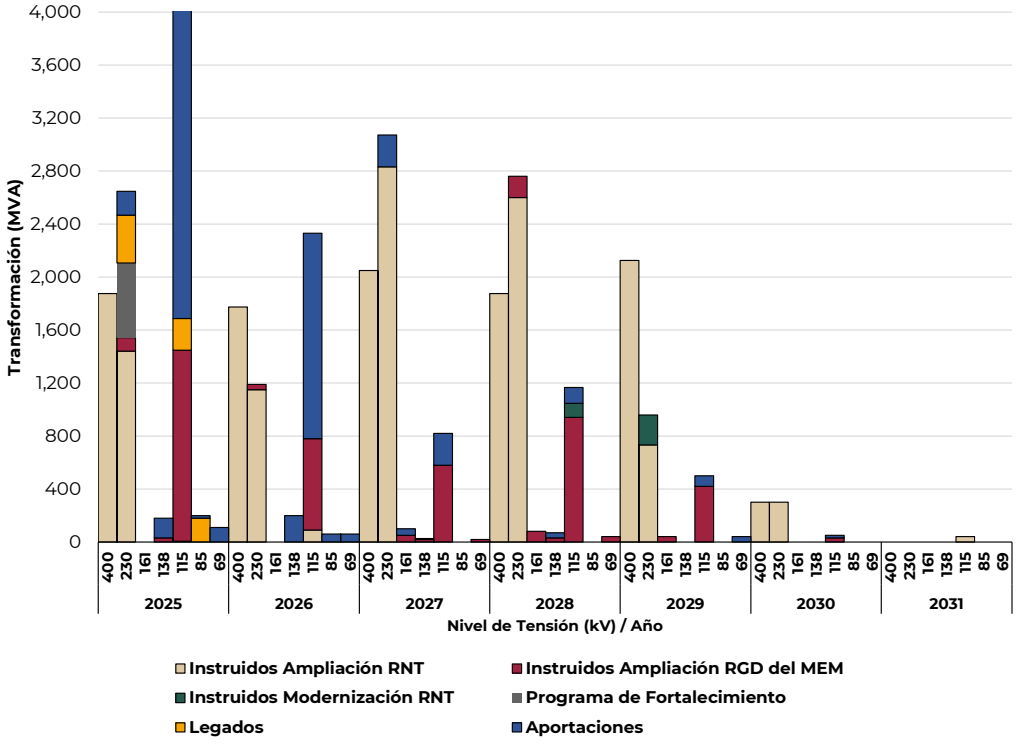


FIGURA 8.9.6 CAPACIDAD (MVAR) DE BANCOS DE COMPENSACIÓN DE LA RNT TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

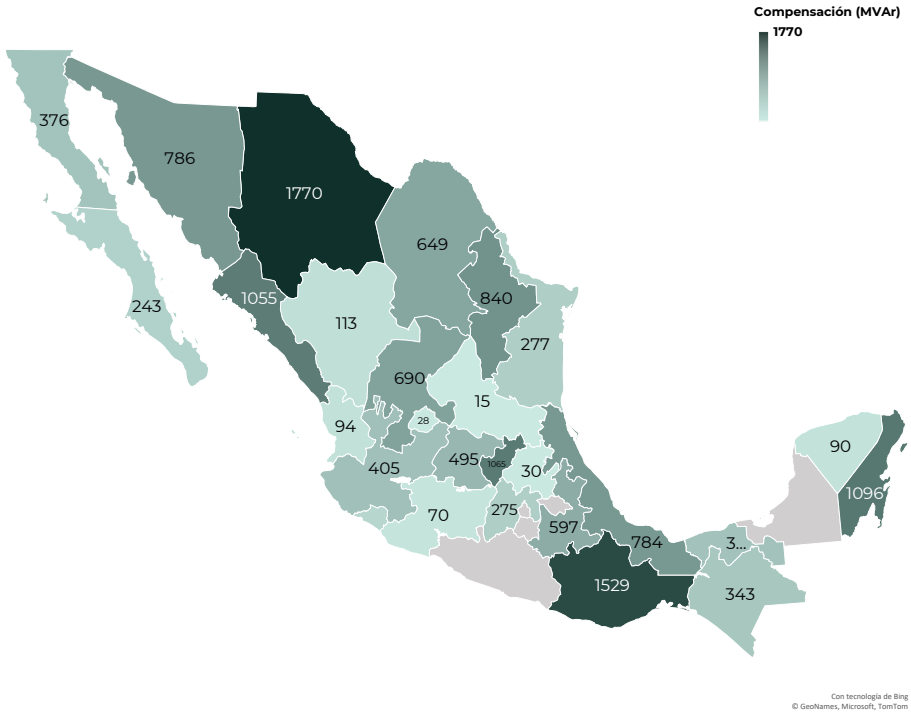
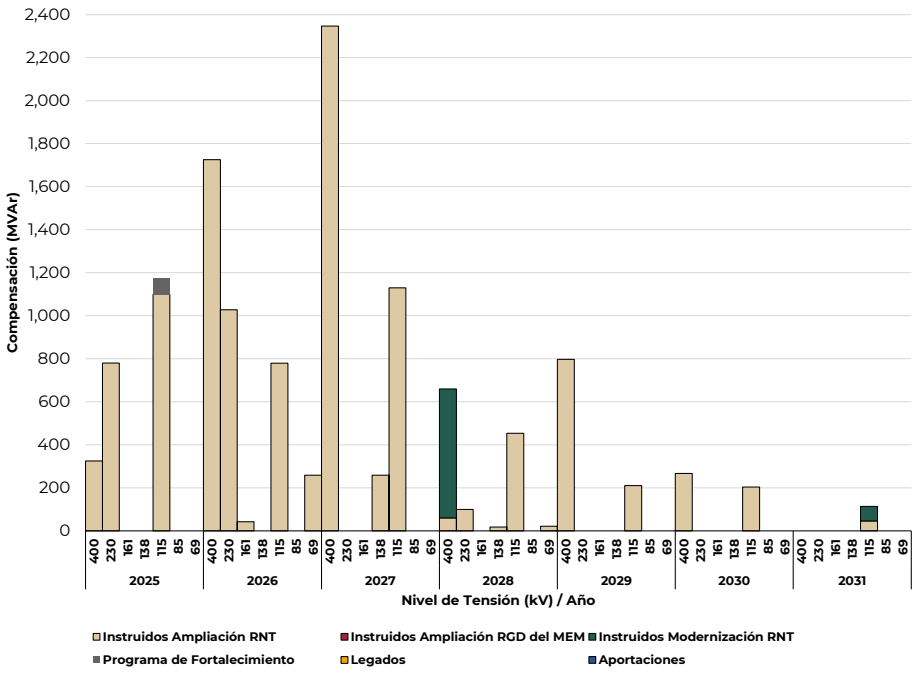


FIGURA 8.9.7 CAPACIDAD (MVAR) DE BANCOS DE COMPENSACIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



8.10. Proyectos Instruidos con cambio de alcance o cancelados

En función de los trabajos realizados por la Transportista de los proyectos instruidos, revisión anual de los proyectos instruidos por parte de CENACE y cambios en condiciones de demanda o proyectos de generación de energía eléctrica se han derivado diversos cambios de alcance de metas físicas en los proyectos instruidos, los cuales son reportados en esta sección. Por ello, mediante esta sección se reporta e informa a la Secretaría de Energía estas modificaciones que han sido acordadas con la Transportista y requieren ser autorizadas.

En el Cuadro 8.10.1, el Cuadro 8.10.2 y el Cuadro 8.10.3 se muestran los proyectos instruidos identificados con cambio de alcance en los ejercicios del PAMRNT 2022-2036, PAMRNT 2023-2037 y PAMRNT 2024-2038 respectivamente, que corresponde al histórico para cada

CUADRO 8.10.1. PROYECTOS CON CAMBIO DE ALCANCE REPORTADOS EN EL PAMRNT 2022-2036

PEM	NOMBRE DEL PEM
P16-NT1	Zona La Laguna
P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III
P18-OR1	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)
P18-OR2	Suministro de Energía Eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche – Altzayanca Maniobras)
P19-OC3	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro

CUADRO 8.10.2. PROYECTOS CON CAMBIO DE ALCANCE REPORTADOS EN EL PAMRNT 2023-2037

PEM	NOMBRE DEL PEM
P18-OR1	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)
P16-PE2	Chichí Suárez Banco 1
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)
P17-OC5	Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (Traslado)
P22-NT2	Soporte de tensión en la zona Chihuahua
P22-NT3	Soporte de tensión en la zona Camargo

CUADRO 8.10.3. PROYECTOS CON CAMBIO DE ALCANCE REPORTADOS EN EL PAMRNT 2024-2038

PEM	NOMBRE DEL PEM
P15-OC3	Compensación Capacitiva Occidente / Compensación de la Zona Guanajuato
P15-OC4	Compensación Capacitiva Occidente / Compensación de la Zona León
P15-OC6	Compensación Capacitiva Occidente / Compensación de la Zona Querétaro
P15-OC7	Compensación Capacitiva Occidente / Compensación de la Zona Apatzingán
P16-OC1	Guadalajara Industrial
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)
P16-OC4	Línea de transmisión Conín – Marques Oriente y San Ildefonso – Tepeyac

Continuación…

CUADRO 8.10.3. PROYECTOS CON CAMBIO DE ALCANCE IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2024-2038

PEM	NOMBRE DEL PEM
P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)
P18-OC4	Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán
P18-OC8	Compensación capacitiva en la Zona Guadalajara
P18-OC9	Compensación capacitiva en la Zona Querétaro
P19-OC2	San José Iturbide Banco 4
P20-OC2	Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa
P20-OC3	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)
P20-OC4	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí
P21-OC2	Incremento de transformación en la zona Los Altos
P22-OC3	Compensación reactiva para la zona Santiago
P15-NO3	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza
D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1
P19-NO3	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste
P15-NO2	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / Guamúchil II MVAr
P15-BC3	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / Packard MVAr y Parque Industrial San Luis MVAr
P15-BC4	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / San Simón MVAr
P15-BC5	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / México MVAr y Río MVAr
P15-BS1	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / Santiago MVAr
P15-BS3	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste / Bledales MVAr
P16-BS2	Camino Real MVAr
P20-BS3	Solución Integral al Suministro de Energía Eléctrica de la Zona Constitución
CFE20-GCC	Obras de Refuerzo C.C.C González Ortega

Respecto a los cambios identificados de metas físicas para este ciclo de planeación 2025, en cuadro 8.10.4 se muestra el resumen de los proyectos que presentan cambios de alcance o requieren su cancelación.

Destaca la solicitud del proyecto con **PEM P24-NO3 Suministro de Energía a la zona Nogales**, el cual no cambia sustantivamente en sus metas físicas, sin embargo, la Transportista solicita solo se ejecute este proyecto en una sola fase (previamente propuesta en dos fases).

CUADRO 8.10.4. PROYECTOS CON CAMBIO DE ALCANCE IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2025-2039

PEM	NOMBRE DEL PEM
P17-OC7 [1]	Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas
P24-OC2	Suministro de energía para la red eléctrica del Puerto Interior
P18-OC8	Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara
P18-OC4	Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán
P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III
P20-OC2	Atención al suministro en las Zonas Zapotlán y Costa
P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato
I20-SIN1	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte
P20-NO1	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco
P20-NO7	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán
P21-NO4	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico
P22-NO1	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis (incluye proyecto M20-NO1)
M20-NO1 [1]	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión Guasave (73150) – San Rafael Ampliación - Bamoa
P22-NO3	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana
P24-NO3 [2]	Suministro de Energía para la zona Nogales (antes Fase 1 y Fase 2)
P20-NE1	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo
P20-NE2	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros
P20-PE1	Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán
P15-BC1 [1]	Maneadero Entronque Ciprés – Cañón
P17-BC2	Rubí entronque Cárdenas – Guerrero
P17-BC11	El Arrajal Banco 1 y red asociada
P21-BC2	Compensación capacitiva en la zona Tecate
P20-BS2	Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

1/ Cancelación
2/ Se justifican sus alcances a una sola Fase

8.10.1. Cambios de alcance o cancelaciones en la GCR Occidental

Cancelación del proyecto P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 8.10.1.1:

CUADRO 8.10.1.1. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P17-OC7	Línea de Transmisión Silao Potencia – Las Colinas	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025 (Bloque 2 conformado por 24 proyectos). Cuenta con priorización conciliada entre CFET, la Coordinación de Planificación de la DCPE y CENACE.

Derivado de los retrasos en la ejecución de obras instruidas, el comportamiento pronosticado de la demanda y a la revaluación económica del proyecto con nuevos insumos en costos de inversión estimados por CFE-Transmisión, el proyecto instruido P17-OC7 “Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas”, con Fecha de Entrada en Operación Necesaria de abril-2022, arroja resultados de no rentabilidad su evaluación económica. Por lo anterior, se cancela el proyecto P17-OC7 “Línea de Transmisión Silao Potencia – Las Colinas”, sin embargo, se modificará el proyecto instruido P24-OC2 “Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato” para garantizar el suministro de energía en la zona de influencia del proyecto que actualmente se está cancelando.

En los Cuadros 8.10.1.2 y 8.10.1.3 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Silao Potencia - Las Colinas	115	2	15.4
Total			15.4

CUADRO 8.10.1.3. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Las Colinas	Alimentador ampliación	1	115
Silao Potencia	Alimentador ampliación	1	115
Total		2	

En base a la evaluación económica para la revaluación del proyecto P17-OC7 “Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas”, donde resulta sin rentabilidad económica por lo que no cumplen los requerimientos de justificación económica para la ejecución del proyecto.

Cambio de alcance del proyecto P24-OC2 Suministro de energía para la red eléctrica del Puerto Interior

Año de instrucción:

2024

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 8.10.1.4:

CUADRO 8.10.1.4. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P24-OC2	Suministro de energía para la red eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	Proyecto instruido en 2024 y sin priorización

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución o construcción de proyectos instruidos por parte de SENER a la Transportista y a la cancelación del proyecto instruido P17-OC7 “Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas”, resulta necesaria la modificación de metas físicas del proyecto P24-OC2 “Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato”, con la intención de atender la problemática para la cual fue propuesto.

En esta modificación se contemplan obras para compensar el efecto que tendrá la cancelación de la Línea de Transmisión Silao Potencia – Las Colinas, manteniendo los índices de Confiabilidad de suministro y obteniendo rentabilidad favorable en su evaluación económica.

Por lo anterior, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto. En los Cuadros del 8.10.1.5 al 8.10.1.7 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Puerto Interior entronque León IV – 93450 – Silao Potencia	230	2	20
Total			**20**

CUADRO 8.10.1.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Puerto Interior Banco 3	4	AT	75.0	230/115
Total			**300**	

AT. Autotransformador

CUADRO 8.10.1.7. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Puerto Interior	Alimentador ampliación	2	230
Puerto Interior	Alimentador de amarre	1	230
Puerto Interior	Alimentador de amarre	1	115
Puerto Interior	Bus nuevo (Bus 2)	1	115
Puerto Interior	Cuchillas	6	115
Total		**11**	

En los Cuadros del 8.10.1.8 al 8.10.1.10 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P24-OC2 “Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato”, derivado de las nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan derivado de la cancelación del proyecto P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia – Las Colinas.

CUADRO 8.10.1.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Puerto Interior entronque León IV – 93450 – Silao Potencia	230	2	20
Recalibración de tramo subterráneo LT Silao – 73700 – Las Colinas /1	115	1	0.417
Recalibración tramo subterráneo LT Santa Fe II - 73D10 – Silao Potencia /2	115	1	0.16
Silao Potencia – 73660 – Silao /3,4	115	1	3.4
Total			**23.977**

1/ Para alcanzar 179 MVA
2/ Para alcanzar 133 MVA
3/ Tendido del primer circuito
4/Tramo para reubicar parte de la LT calibre 336 KCM ACSR con invasión de derecho de vía sobre estructuras H

CUADRO 8.10.1.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Puerto Interior Banco 3	4	AT	75.0	230/115
Total			**300**	

AT. Autotransformador
1/ Considera la fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.1.10. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Puerto Interior	Alimentador ampliación	2	230
Puerto Interior	Alimentador de amarre	1	230
Puerto Interior	Alimentador de amarre	1	115
Puerto Interior	Bus nuevo (Bus 2)	1	115
Puerto Interior	Cuchillas	6	115
Puerto Interior	Bus recalibración	1	115
Total		**15**	

1/ Para alcanzar 225 MVA

Cambio de alcance del proyecto P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.1.11:

CUADRO 8.10.1.11. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC8	Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025 (Bloque 2 conformado por 24 proyectos). Cuenta con priorización conciliada entre CFET, la Coordinación de Planificación de la DCPE y CENACE.

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y al oficio GRTOC-25-0412 emitido por la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, donde informa a la Gerencia de Control Regional Occidental que no hay espacio disponible en la SE Pinar para llevar a cabo los trabajos para la instalación de un nuevo capacitor de 24 MVAr, e indica que en la SE El Sol si existe espacio para la instalación de dicho capacitor.

Por lo anterior y después de una revisión del CENACE, el proyecto P18-OC8 Compensación Capacitiva de la zona Guadalajara sufrirá cambios en sus metas físicas, cambiando la ubicación del capacitor, de la SE Pinar a la SE El Sol, manteniendo evaluación técnica y económica positiva. Es importante indicar que el proyecto previamente ya había presentado cambios, estos fueron publicados en el PAMRNT 2024 – 2038. A continuación, se desglosan los cambios derivados de la actualización de las metas físicas del proyecto.

En el Cuadro 8.10.1.12, se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto. En el Cuadro 8.10.1.13, se muestran las metas físicas actualizadas en el PAMRNT 2024-2038.

CUADRO 8.10.1.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Castillo MVAr	Capacitor	69	18
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Álamos MVAr	Capacitor	69	24
Mojonera MVAr (traslado)	Capacitor	69	18
Zapopan MVAr	Capacitor	69	24
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24
Total			**122.1**

CUADRO 8.10.1.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN (OBRAS ACTUALIZADAS EN EL PAMRNT 2024-2038)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Castillo MVAr	Capacitor	69	18
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Miravalle MVAr	Capacitor	69	24
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24
Pinar MVAr	Capacitor	69	24
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24
Total			**122.1**

En el cuadro 8.10.1.14 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC8 “Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara”, derivado de las nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por la falta de espacio en la SE Pinar para llevar a cabo los trabajos para la instalación de dicho capacitor.

CUADRO 8.10.1.14. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Castillo MVAr	Capacitor	69	18
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Miravalle MVAr	Capacitor	69	24
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24
El Sol MVAr	Capacitor	69	24
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24
Total			**122.1**

Cambio de alcance del proyecto P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.1.11:

CUADRO 8.10.1.15. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC4	Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025, en proceso de validación, autorización y aprobación de metas físicas, importes y periodo de construcción. Cuenta con priorización conciliada.

Justificación

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas y a la reevaluación técnica y económica del proyecto, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán, ha sufrido cambios en sus metas físicas, que generan cambios de topología y flujos, así como cambios de costos asociados a su ejecución, generando variantes en la Alternativa propuesta para satisfacer los criterios económicos en base a la mejor opción técnica que solvente la problemática de la región. Por lo expuesto anteriormente, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto.

En los Cuadros 8.10.1.16 a 8.10.1.19, se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.16. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-20	ene-28
Parácuaro entronque Uruapan Potencia – Apatzingán /1	230	2	1.6	abr-20	ene-28
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-20	ene-28
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-20	ene-28
Taretan – Uruapan III	69	1	1.0	abr-20	ene-28
Taretan – Ario de Rosales	69	1	30	abr-20	ene-28
Total			**63**		

1/ Operada en 115 kV

CUADRO 8.10.1.17. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro \1	4	AT	125	400/115	abr-20	ene-28
Total			**530**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

CUADRO 8.10.1.18. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-20	ene-28
Total			**8.1**		

CUADRO 8.10.1.19. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro	Alimentador nuevo	2	400	abr-20	ene-28
Parácuaro	Alimentador nuevo	3	115	abr-20	ene-28
Pradera	Alimentador ampliación	2	115	abr-20	ene-28
Valle Verde	Alimentador ampliación	1	115	abr-20	ene-28
Taretan	Alimentador ampliación	1	69	abr-20	ene-28
Ario de Rosales	Alimentador ampliación	2	69	abr-20	ene-28
Uruapan III	Alimentador ampliación	1	69	abr-20	ene-28
Uruapan Potencia	Cuchillas	2	115	abr-20	ene-28
Uruapan III y La Esperanza	Cambio de TC	2	115	abr-20	ene-28
Mirador	Cambio de TC	1	115	abr-20	ene-28
Uruapan III	Cambio de TC	1	115	abr-20	ene-28
Uruapan Potencia y Apatzingán	Cambio de TC	2	115	abr-20	ene-28
Total		**20**			

En los cuadros 8.10.1.20 a 8.10.1.22, se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán, derivadas de las nuevas necesidades de alcance detectadas en la reevaluación del proyecto.

CUADRO 8.10.1.20. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	mar-28	mar-28
Parácuaro entronque Pradera - Condémbaro	115	2	18	mar-28	mar-28
Parácuaro entronque Uruapan Potencia – Apatzingán /1	230	2	1.6	mar-28	mar-28
Pradera - Valle Verde	115	1	9	mar-28	mar-28
Pátzcuaro Sur – Cerro Hueco /2	115	1	37	mar-28	mar-28
Total			**65.8**		

1/ Operada en 115 kV
2/ Tendido del primer circuito

CUADRO 8.10.1.21. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro \1	4	AT	125	400/115	mar-28	mar-28
Cerro Hueco	1	T	30	115/69	mar-28	mar-28
Total			**530**			

AT. Autotransformador
T Transformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

CUADRO 8.10.1.22. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P18-OC4 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parácuaro	Alimentador nuevo	2	400	mar-28	mar-28
Parácuaro	Alimentador nuevo	4	115	mar-28	mar-28
Parácuaro	Alimentador Amarre	1	115	mar-28	mar-28
Pradera	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28
Valle Verde	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28
Pátzcuaro Sur	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28
Cerro Hueco	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28
Uruapan Potencia / 1	Cuchillas sustitución	2	115	mar-28	mar-28
La Esperanza / 5, 7	TC sustitución	2	115	mar-28	mar-28
Mirador / 3	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28
Uruapan III / 2, 5	TC sustitución	2	115	mar-28	mar-28
Uruapan Potencia / 2, 3, 4	TC sustitución	3	115	mar-28	mar-28
Apatzingán / 4	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28
Pradera / 6	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28
Total		**23**			

1/ Capacidad mínima necesaria 20 kA (77011, 77018)
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73720-Uruapan Potencia
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Mirador-73710-Uruapan Potencia
4/ Para incrementar el límite de transmisión a 180 MVA de la LT Apatzingan-73280-Uruapan Potencia
5/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73390-La Esperanza
6/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la nueva LT Pradera-Parácuaro
7/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Mirador-73440-La Esperanza

Cambio de alcance del proyecto P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.1.23:

CUADRO 8.10.1.23. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025, en proceso de validación, autorización y aprobación de metas físicas, importes y periodo de construcción. Cuenta con priorización conciliada.

Justificación

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas y a la reevaluación técnica y económica del proyecto, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC5 León IV Entronque Aguascalientes Potencia – León III, ha sufrido cambios en sus metas físicas, que generan cambios de topología y flujos, así como cambios de costos asociados a su ejecución, generando variantes en la Alternativa propuesta para satisfacer los criterios económicos en base a la mejor opción técnica que solvente la problemática de la región. Por lo expuesto anteriormente, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto.

En los Cuadros 8.10.1.24 a 8.10.1.25, se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.24. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P18-OC5 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	2	abr-21	abr-22
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	2	abr-21	abr-22
Pedro Moreno entronque La Virgen – Lagos Galera	115	2	2	abr-21	abr-22
Pedro Moreno – Tecuan	115	1	35	abr-21	abr-22
León III – León Norte /1	115	1	0.73	abr-21	abr-22
Total			**41.73**		

1/ Recalibración

CUADRO 8.10.1.25. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P18-OC5 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedro Moreno \1	4	AT	75	400/115	abr-21	abr-22
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

En los cuadros 8.10.1.26 a 8.10.1.28, se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III, derivadas de las nuevas necesidades de alcance detectadas en la reevaluación del proyecto.

CUADRO 8.10.1.26. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P18-OC5 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia – León III (93330)	230	2	2.0	abr-27	jun-28
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia – León III (93960)	230	2	2.0	abr-27	jun-28
Pedro Moreno entronque La Virgen – Lagos Galera (73980)	115	2	2.0	abr-27	jun-28
Pedro Moreno - Tecuán	115	1	38.6	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT León III – León Norte (73L40) /1	115	1	1.15	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT León Malecón – Cerro Gordo (73730) /1	115	1	4.63	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT Gran Jardín – Lagos Galera (73940) /1	115	1	0.07	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT León III – Cerro Gordo (73L80) /1	115	1	1.73	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT León IV – León Oriente (73780) /1	115	1	0.75	abr-27	jun-28
Recalibración tramo subterráneo LT León IV – León Oriente (73830) /1	115	1	0.75	abr-27	jun-28
Total			**53.68**		

1/ Para alcanzar 179 MVA

CUADRO 8.10.1.27. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P18-OC5 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedro Moreno \1	4	AT	75	230/115	abr-27	jun-28
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

CUADRO 8.10.1.28. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P18-OC5 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedro Moreno	Alimentador nuevo	4	230	abr-27	jun-28
Pedro Moreno	Alimentador nuevo	3	115	abr-27	jun-28
Pedro Moreno	Alimentador Amarre	1	230	abr-27	jun-28
Pedro Moreno	Alimentador Amarre	1	115	abr-27	jun-28
Tecuán	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	jun-28
Lagos Galera 1/	Bus recalibración	1	115	abr-27	jun-28
Lagos de Moreno 1/	Bus recalibración	1	115	abr-27	jun-28
Tecuán 2/	Bus recalibración	1	115	abr-27	jun-28
Gran Jardín 1/	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
Lagos Galera 1/	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
La Virgen 1/	TC sustitución	2	115	abr-27	jun-28
Lagos de Moreno /1	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
León Alfaro 1/	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
León Oriente 1/	TC sustitución	2	115	abr-27	jun-28
León III 1/	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
Tecuán 2/	TC sustitución	1	115	abr-27	jun-28
León III 3/	Cuchillas	9	115	abr-27	jun-28
Total		**32**			

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 133 MVA
3/ Capacidad mínima necesaria de 1000 A / 31.5 kA
Las cantidades de TC, cuchillas e interruptores se consideran juegos

Cambio de alcance del proyecto P20-OC2 Atención al suministro en las zonas Zapotlán y Costa

Año de instrucción:

2020

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.1.29:

CUADRO 8.10.1.29. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P20-OC2	Atención al suministro en las Zonas Zapotlán y Costa	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025, en proceso de validación, autorización y aprobación de metas físicas, importes y periodo de construcción. Cuenta con priorización conciliada.

Justificación

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas y a la reevaluación técnica y económica del proyecto, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa, ha sufrido cambios en sus metas físicas, que generan cambios de topología y flujos, así como cambios de costos asociados a su ejecución, generando variantes en la Alternativa propuesta para satisfacer los criterios económicos en base a la mejor opción técnica que solvente la problemática de la región. Por lo expuesto anteriormente, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto.

En los Cuadros 8.10.1.30 a 8.10.1.32, se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.30. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tuxcacuesco entronque Manzanillo – A3230 – Acatlán	400	2	0.2	abr-25	abr-28
Tuxcacuesco entronque Autlán – 73300 – El Grullo	115	2	70	abr-25	abr-28
Tuxcacuesco – Juan Rulfo	115	1	10.5	abr-25	abr-28
Total			**80.70**		

1/ Operada en 115 kV

CUADRO 8.10.1.31. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tuxcacuesco Banco 1 \1	4	AT	125	400/115	abr-25	abr-28
Total			**500**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

CUADRO 8.10.1.32. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ciudad Guzmán MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-28
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-28
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-28
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-28
Sayula MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-25	abr-28
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-25	abr-28
Total			**130.5**		

En los cuadros 8.10.1.33 a 8.10.1.36, se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-OC2 Atención al suministro en las zonas Zapotlán y Costa, derivadas de las nuevas necesidades de alcance detectadas en la reevaluación del proyecto.

CUADRO 8.10.1.33. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tuxcacuesco entronque Manzanillo – A3230 – Acatlán	400	2	0.2	jun-26	jul-28
Tuxcacuesco entronque Autlán – 73300 – El Grullo	115	2	70	jun-26	jul-28
Tuxcacuesco – Juan Rulfo	115	1	10.5	jun-26	jul-28
Total			**80.70**		

CUADRO 8.10.1.34. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tuxcacuesco Banco 1 \1	4	AT	125	400/115	jun-26	jul-28
Total			**500**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

CUADRO 8.10.1.35. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Sayula MVAr	Capacitor	115	15	jun-26	jul-28
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	15	jun-26	jul-28
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5	jun-26	jul-28
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60	jun-26	jul-28
Total			**97.5**		

CUADRO 8.10.1.36. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P20-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tuxcacuesco	Alimentador nuevo	2	400	mar-28	mar-28
Tuxcacuesco	Alimentador Amarre	1	115	mar-28	mar-28
Tuxcacuesco	Alimentador nuevo	3	115	mar-28	mar-28
Juan Rulfo	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28
El Grullo /1	TC sustitución	2	115	mar-28	mar-28
Total		**9**			

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 133 MVA

Cambio de alcance del proyecto P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato

Año de instrucción: 2022

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.1.37:

CUADRO 8.10.1.37. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P22-OC2	Atención al suministro en las Zonas Irapuato	Este proyecto está integrado en el nuevo portafolio de proyectos que iniciarán en 2025, en proceso de validación, autorización y aprobación de metas físicas, importes y periodo de construcción. Cuenta con priorización conciliada.

Justificación

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas y a la reevaluación técnica y económica del proyecto, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P22-OC2 Atención del suministro de la zona Irapuato, ha sufrido cambios en sus metas físicas, que generan cambios de topología y flujos, así como cambios de costos asociados a su ejecución, generando variantes en la Alternativa propuesta para satisfacer los criterios económicos en base a la mejor opción técnica que solvente la problemática de la región. Por lo expuesto anteriormente, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto.

En los Cuadros 8.10.1.38 a 8.10.1.39, se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.1.38. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P22-OC2 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Abasolo II entronque Abasolo - Marabis (73510)	115	2	4.4	abr-26	may-27
Las Fresas – Castro del Rio II	115	2	30.3	abr-26	may-27
Total			**34.7**		

1/ Operada en 115 kV

CUADRO 8.10.1.39. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P22-OC2 (METAS FISICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Fresas Banco 2	3	AT	125	400/115	abr-26	may-27
Total			**500**			

AT. Autotransformador

En los cuadros 8.10.1.40 a 8.10.1.42, se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato, derivadas de las nuevas necesidades de alcance detectadas en la reevaluación del proyecto.

CUADRO 8.10.1.40. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P22-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Abasolo II entronque Abasolo – Pueblo Nuevo (73610)	115	2	0.2	abr-26	may-27
Total			**0.2**		

CUADRO 8.10.1.41. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P22-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Fresas Banco 2	3	AT	125	400/115	abr-26	may-27
Total			**375**			

AT. Autotransformador

CUADRO 8.10.1.42. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P22-OC2 (METAS FISICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Abasolo II	Alimentador ampliación	2	115	abr-26	may-27
Silao Potencia	Interruptor sustitución	3	230	abr-26	may-27
Irapuato II	Interruptor sustitución	8	115	abr-26	may-27
Irapuato II	Cuchilla sustitución	4	230	abr-26	may-27
Silao Potencia	Cuchilla sustitución	1	230	abr-26	may-27
Irapuato II	Cuchilla sustitución	14	115	abr-26	may-27
Irapuato II	Cuchilla sustitución	3	115	abr-26	may-27
Las Fresas	Bus sustitución	1	115	abr-26	may-27
Total		**36**			

8.10.2. Cambios de alcance en metas físicas en la GCR Noroeste

Cambio de alcance del proyecto: I20-SIN1 – Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte

Año de instrucción:

2021 (julio)

Metas físicas originales:

En los Cuadros 8.10.2.1 al Cuadro 8.10.2.4 se muestra el resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto I20-SIN1 en su etapa de reevaluación en mayo de 2023.

CUADRO 8.10.2.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO I20-SIN1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Choacahui - Culiacán Poniente /1	400	2	216.0	abr-21	abr-25
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /1	400	2	268.0	abr-21	abr-25
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-21	abr-25
Tepic Dos - Cerro Blanco	400	2	46.0	abr-21	abr-25
Total			**782.0**		

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 8.10.2.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO I20-SIN1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Empalme CC Banco 1 /1	4	AT	600	400/230	abr-25	abr-27
Total			**600**			

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 150 MVA

CUADRO 8.10.2.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO I20-SIN1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	abr-24
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24
Choacahui MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75 (Ind.)	abr-21	abr-25
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100 (Ind.)	abr-21	abr-25
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75 (Ind.)	abr-21	abr-25
Total			**2450.0**		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CUADRO 8.10.2.4. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO I20-SIN1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25
Culiacán Poniente	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25
Total		**8**			

Estatus y actualización del proyecto:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039, se actualizan los avances en las metas físicas del proyecto I20-SIN1 con el objetivo de actualizar la información para el ejercicio del PAMRNT 2025-2039. El proyecto fue dividido en Fases y Etapas, La Fase 1 tiene un avance del 33.6%, la Fase 2 – Etapa 1 tiene un avance del 50.7%, la Fase 2 – Etapa 2 tiene un avance del 36.9% y la Fase 2 – Etapa 3 tiene un avance del 17 %, en los Cuadros 8.10.2.5 al Cuadro 8.10.2.7 se muestra el resumen de las metas físicas con sus respectivos avances y cambios de fechas factibles de entrada.

CUADRO 8.2.10.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO I20-SIN1 (AVANCE)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase o Etapa / Avance (%)
Choacahui - Culiacán Poniente /1	400	2	237.6	abr-21	ene-26	Fase 2 - Etapa 1 / 50.7 %
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /1	400	2	294.8	abr-21	feb-26	Fase 2 - Etapa 2 / 36.9 %
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	277.2	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Tepic Dos - Cerro Blanco /1	400	2	50.6	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Total			**860.2**			

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 8.10.2.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO I20-SIN1 (AVANCE)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase - Etapa / Avance (%)
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Fase 1 / 33.6 %
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Fase 1 / 33.6 %
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	ene-26	Fase 1 / 33.6 %
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Fase 1 / 33.6 %
Choacahui MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75 (Ind.)	abr-21	ene-26	Fase 2 - Etapa 1 / 50.7 %
Culiacán Poniente MVAr (reactor de LT)	Reactor	400	100 (Ind.)	abr-21	feb-26	Fase 2 - Etapa 2 / 36.9 %
Mazatlán Dos MVAr (reactor de LT)	Reactor	400	75 (Ind.)	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Total			**2450.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

CUADRO 8.10.2.7. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO I20-SIN1 (AVANCE)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase o Etapa / Avance (%)
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	ene-26	Fase 2 - Etapa 1 / 50.7 %
Culiacán Poniente	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	ene-26	Fase 2 - Etapa 1 / 50.7 %
Culiacán Poniente	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	feb-26	Fase 2 - Etapa 2 / 36.9 %
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	feb-26	Fase 2 - Etapa 2 / 36.9 %
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	mar-26	Fase 2 - Etapa 3 / 17.0 %
Total		**8**				

Análisis de la obra de Transformación del proyecto I20-SIN1:

Dentro del proyecto **I20-SIN1** se tiene contemplado la instalación de un Autotransformador de 450 MVA de capacidad y relación de transformación 400/230 kV, incluye fase de reserva de 150 MVA, en la SE Empalme CC, el objetivo principal de este elemento de transformación es evacuar la generación de energía eléctrica en la Red Eléctrica en 230 kV y 400 kV.

Con el objetivo de integrar el despacho de generación de energía eléctrica en el ámbito de la GCR Noroeste y la transferencia de energía eléctrica hacia las GCROC, GCRNT y GCRNE se analizará la necesidad del Autotransformador en la SE Empalme CC prevista originalmente dentro de las metas físicas del proyecto **I20-SIN1** y dar fortalecimiento y confiabilidad al Sistema Eléctrico. En el Cuadro 8.10.2.8 se muestran las metas físicas de la obra de transformación **en análisis**.

CUADRO 8.10.2.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN EN ESTUDIO

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase o Etapa / Avance (%)
Empalme CC Banco 1/1	4	AT	600	400/230	abr-30	nov-30	En estudio
Total			**600**				

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 150 MVA

Cambio de alcance del proyecto: P20-NO1 – Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco

Año de instrucción:

2021 (febrero)

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, **P20-NO1 – Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco**, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Revisión.

En los Cuadros 8.10.2.9 a 8.10.2.12 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco**.

CUADRO 8.10.2.9. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Seis de Abril – Mar de Cortés 1/	230	1	104.0	abr-24	abr-24
LT Mar de Cortés entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco 2/ 3/	230	2	0.1	abr-24	abr-24
LT Mar de Cortés entronque Maniobras Fresnillo – Puerto Peñasco 2/	115	2	0.3	abr-24	abr-24
LT Oriente entronque Puerto Peñasco – Seis de Abril 2/	115	2	4.3	abr-24	abr-24
Total			**4.7**		

1/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas.

2/ Tendido de los dos circuitos

3/ El circuito del entronque hacia la SE Puerto Peñasco operará en 115 kV

CUADRO 8.10.2.10. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	200	230/115 kV	abr-24	abr-24
Total			**200**			

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 50 MVA

CUADRO 8.10.2.11. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mar de Cortés MVAr (Reactor de terciario)	Reactor	13.8	-21.0	abr-24	abr-24
Oriente MVAr 4/	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24
Total			**43.5**		

CUADRO 8.10.2.12. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Seis de Abril	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-24	abr-24
Mar de Cortés	Alimentador (Nuevo)	1	230	abr-24	abr-24
Mar de Cortés	Alimentador (Nuevo)	3	115	abr-24	abr-24
Oriente	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-24	abr-24
Total		**6**			

Justificación y actualización:

Debido a los cambios en la infraestructura eléctrica dentro del área de influencia del proyecto **P20-NO1** alrededor de las Zonas Puerto Peñasco y Caborca a finales de 2024, al comportamiento natural de la zona por cargas de tipo turísticas y a las condiciones previstas en los crecimientos y desarrollos turísticos, se requiere incrementar la capacidad de transformación en dichas zonas. Originalmente el proyecto **P20-NO1** contaba con una capacidad programada en un Autotransformador de 150 MVA de capacidad, con 50 MVA en fase de reserva, sin embargo, por condiciones actuales y futuras de la Red Eléctrica en el área de influencia y costos de construcción de equipos de transformación con requerimientos especiales, se determina cambiar el equipo de transformación incrementando su capacidad a una magnitud comercial de **225 MVA**, con fase de reserva de 75 MVA. A finales de 2024, se realizó la reevaluación del proyecto **P20-NO1** en donde se actualizaron los alcances del proyecto y cuya Fecha Factible se determinó a **abr-27** sin embargo, con base en el estatus reportado en el Informe pormenorizado de la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025 la Fecha Factible es **ago-27**.

CUADRO 8.10.2.13. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS SIN CAMBIOS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Seis de Abril – Mar de Cortés 1/	230	1	104.0	abr-24	ago-27
LT Mar de Cortés entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco 2/ 3/	230	2	0.1	abr-24	ago-27
LT Mar de Cortés entronque Maniobras Fresnillo – Puerto Peñasco 2/	115	2	0.3	abr-24	ago-27
LT Oriente entronque Puerto Peñasco – Seis de Abril 2/	115	2	4.3	abr-24	ago-27
Total			**4.7**		

1/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas.
2/ Tendido de los dos circuitos
3/ El circuito del entronque hacia la SE Puerto Peñasco operará en 115 kV

CUADRO 8.10.2.14. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	300	230/115 kV	abr-24	ago-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.2.15. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS SIN CAMBIOS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mar de Cortés MVAr (Reactor de terciario)	Reactor	13.8	-21.0	abr-24	ago-27
Oriente MVAr 4/	Capacitor	115	22.5	abr-24	ago-27
Total			**43.5**		

CUADRO 8.10.2.16. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS SIN CAMBIOS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Seis de Abril	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-24	ago-27
Mar de Cortés	Alimentador (Nuevo)	1	230	abr-24	ago-27
Mar de Cortés	Alimentador (Nuevo)	3	115	abr-24	ago-27
Oriente	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-24	ago-27
Total		**6**			

Cambio de alcance del proyecto: P20-NO7 – Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán

Año de instrucción:

2021 (febrero)

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, **P20-NO7 – Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán**, el estatus del proyecto se encuentra en: **En Proceso de Decisión**.

Justificación y actualización:

En octubre de 2025 se realizó la revaluación del proyecto **P20-NO7** en donde se actualizaron los alcances de las metas físicas, en los Cuadros 8.10.2.17 a 8.10.2.21 se muestra un resumen de los alcances que se concluyeron en el estudio de reevaluación del proyecto y cuya Fecha Factible se determinó a **oct-26** sin embargo, con base en el estatus reportado en el Informe pormenorizado de la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025 la Fecha Factible es **abr-26**.

CUADRO 8.10.2.17. OBRAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO P20-NO7, ZONA HERMOSILLO (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Hermosillo Cuatro – Rio Sonora / 1, 2	115	1	3.7	abr-20	abr-26
Hermosillo Uno – Río Sonora / 1, 2	115	1	5.9	abr-20	abr-26
Pueblitos – Ladrilleras / 3	115	1	0.12	abr-20	abr-26
Hermosillo Cereso – Villas del Pitic / 1, 4	115	1	4.9	abr-20	abr-26
Total			**14.62**		

1/ Construcción con cable subterráneo
2/ Calibre de conductor: 2000 mm2 CU-XLPE-CS
3/ Calibre de conductor: 1020 kCM ACCC/TW - PT
4/ Calibre de conductor: 1600 mm2 CU-XLPE-CS

CUADRO 8.10.2.18. OBRAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO P20-NO7, ZONA OBREGÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tetabiate – Obregón Uno / 1, 2	115	1	2.5	abr-20	abr-26
Banderas – Ciudad Obregón Tres / 1, 2	115	1	0.5	abr-20	abr-26
Total			**3.0**		

1/ Construcción con cable subterráneo
2/ Calibre de conductor: 2000 mm2 CU-XLPE-CS

CUADRO 8.10.2.19. OBRAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO P20-NO7, ZONA LOS MOCHIS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Mochis Tres – Centenario (Tramo 1) / 1	115	1	8.6	abr-20	abr-26
Los Mochis Tres – Centenario (Tramo 2) / 2, 3,	115	2	3.6	abr-20	abr-26
Los Mochis Tres – Centenario (Tramo 3) / 3, 4	115	2	0.1	abr-20	abr-26
Total			**12.3**		

1/ Conductor: 795 ACSR/AS – TA
2/ Conductor: 1020 kCM ACCC/TW - PT
3/ Transición aérea subterránea
4/ 2000 mm2 CU-XLPE-CS

CUADRO 8.10.2.20. OBRAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO P20-NO7, ZONA CULIACÁN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Milenium – La Higuera / 1, 2	115	1	2.8	abr-20	abr-26
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milenium / 1, 3	115	1	3.2	abr-20	abr-26
Culiacán Uno – Tres Ríos / 1, 3	115	1	0.15	abr-20	abr-26
Total			**6.15**		

1/ Construcción con cable subterráneo
2/ Conductor: 2000 mm2 CU-XLPE-CS
3/ Conductor: 1600 mm2 CU-XLPE-CS

CUADRO 8.10.2.21. OBRAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO P20-NO7, ZONA MAZATLÁN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatlán Centro - Mazatlán Del Mar / 1, 2	115	1	4.4	abr-20	abr-26
Total			**4.4**		

1/ Construcción con cable subterráneo
2/ Conductor: 2000 mm2 CU-XLPE-CS

Cambio de alcance del proyecto P21-NO4 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico

Año de instrucción:

2021 (julio)

Metas físicas originales:

En el Cuadro 8.10.2.22 se muestra el resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto P21-NO4 cuando fue instruido.

CUADRO 8.10.2.22. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P21-NO4 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico / 1	115	1	3.31	abr-25	abr-28
Total			**3.31**		

1/ Recalibración de tramo con cable de potencia subterránea

Estatus y actualización del proyecto:

Debido a la necesidad de eliminar la restricción en la capacidad de transmisión de la LT Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico en 115 kV motivado por la entrada en operación del proyecto estratégico CCC Mazatlán que incrementa aún más el flujo de transmisión a través de la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico. Posteriormente, se realizó una revisión por parte del área constructiva de CFE y se llevaron reuniones conjuntas con el municipio para realizar el proyecto con disposición aérea en la que concluyen factible obtener los permisos correspondientes para realizar la obra del proyecto en forma aérea y se reduce el costo total del proyecto al tener la oportunidad de realizar toda la obra en forma aérea eliminando la problemática y el alto costo que llevaría realizarla en disposición subterránea.

Con base en los cambios topológicos: en la infraestructura de Red Eléctrica a mayo de 2025 en el ámbito de la GCR Noroeste y delimitando el área de influencia a la parte Central de la ciudad de Mazatlán y los esperados en el mediano plazo, se observa la necesidad de realizar el proyecto en el corto plazo y al mismo tiempo se requiere eliminar el tramo subsecuente de Mazatlán Tecnológico a la SE Mazatlán Norte en 115 kV que se construyeron en forma subterránea sobre la misma trayectoria. Por tanto, se requiere realizar una modificación al proyecto original para realizar en forma aérea la obra programada, y además se aprovecha la torre de dos circuitos para eliminar la restricción en la capacidad del tramo de la LT Mazatlán Tecnológico – Mazatlán Norte, con lo que se eliminan por completo las limitantes en la capacidad de transmisión asociadas a cables subterráneos en la SE Mazatlán Tecnológico.

Con la finalidad de eliminar las restricciones en la transmisión de potencia eléctrica en las LTCPS a la llegada de la SE Mazatlán Tecnológico en el periodo de mayo y junio de 2025 se reevaluó el proyecto P21-NO4 en donde se concluyó en una actualización en alcance de metas físicas del proyecto, las modificaciones fueron consideradas para realizar el proyecto en la modalidad de PIDIREGAS y se realizaron los estudios electrotécnicos para determinar los beneficios del proyecto actualizado y se realizaron las evaluaciones económicas. Dentro de la reevaluación del proyecto se actualizaron los alcances del proyecto y cuya Fecha Factible se determinó a **oct-27** sin embargo, con base en el estatus reportado en el Informe pormenorizado de la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025 la Fecha Factible es **mar-30**.

Por tanto, debido a la saturación en la transmisión de potencia en la LTCPS Mazatlán Norte – Mazatlán Tecnológico y la LTCPS Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico, ambas en 115 kV por los crecimientos de la carga y la entrada en operación de proyecto estratégico CCC Mazatlán Dos y a que se tiene la posibilidad de obtener los permisos correspondientes para realizar la obra del proyecto en forma aérea se concluyó realizar la obra considerando la sustitución de ambos circuitos de 3.31 km que se conectan a la SE Mazatlán Tecnológico en el nivel de tensión de 115 kV.

En el Cuadros 8.10.2.23 se muestra el resumen de las metas físicas con sus respectivos avances y cambios de fechas factibles de entrada.

CUADRO 8.10.2.23. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P21-NO4 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Mazatlán Tecnológico Entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Norte en 115 kV / 1, 2, 3/	115	2	6.62	abr-25	mar-30
Total			**6.62**		

1/ Sustitución de tramo de cable subterráneo a disposición aérea
2/ Incluye adecuaciones a módulos híbridos existentes por cambio de acometida subterránea a aérea
3/ La reevaluación del proyecto se realizó considerando la FEOF en octubre de 2027

Cambio de alcance del proyecto P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis y el proyecto M20-NO1 - Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa

Año de instrucción:

2022

Metas físicas originales:

En los Cuadros 8.10.2.24 a 8.10.2.26 se muestra el resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto P21-NO4 cuando fue instruido.

CUADRO 8.10.2.24. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P22-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero Banco 1 (Aledaña a la futura SE Naranjo	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	abr-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.2.25. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P22-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Caimanero entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	115	2	16.0	abr-27	abr-27
LT derivación Caimanero entronque Guasave - Santa María (Futura)	115	2	6.0	abr-27	abr-27
LT Caimanero – Bamoa	115	1	22.0	abr-27	abr-27
Total			**44.0**		

CUADRO 8.10.2.26. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero	Alimentador Nuevo	2	230	abr-27	abr-27
Caimanero (alimentador de amarre)	Alimentador Nuevo	1	230	abr-27	abr-27
Caimanero	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	abr-27
Bamoa (alimentadores para ambas LT)	Alimentador Ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Bamoa (alimentador de amarre)	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Total		**7**			

Con respecto al proyecto **M20-NO1 – "Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa"** y debido al alcance del proyecto P22-NO1, se modifica el alcance de sus obras propuestas para brindar confiabilidad en el área de influencia. Las metas físicas que originalmente presentaba el proyecto M20-NO1 se muestran en el Cuadro 8.10.2.27 y el Cuadro 8.10.2.28.

CUADRO 8.10.2.27. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO M20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Conexión de Alimentador a LT Nueva San Rafael Ampliación - Bamoa	115	1	0.2	abr-22	abr-23
Total			**0.2**		

CUADRO 8.10.2.28. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO M20-NO1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Completar Bahía en SE San Rafael Ampliación	Bahía	1	230	abr-22	abr-23
Instalación de Equipo Eléctrico Primario	1 interruptor, 3 Cuchillas, 3 TC, 3 TP, 3 apartarrayos	1	230	abr-22	abr-23
Instalación de Tablero PCyM	Bahía LT 73xx0 SE BMO	1	115	abr-22	abr-23
Extensión de Bus Auxiliar	Bahía LT 73xx0 SE BMO	1	115	abr-22	abr-23
Total		**7**			

Justificación y actualización:

Con base en los estudios realizados en la reevaluación del proyecto P22-NO1, en junio de 2025, y delimitando el área de influencia entre las Zonas Los Mochis – Guasave, se concluye en la necesidad de ajustar los alcances de las metas físicas del proyecto. En el Cuadro 8.10.2.29, el Cuadro 8.10.2.30 y el Cuadro 8.10.2.31, se presentan las metas físicas actualizadas. Dentro de la reevaluación del proyecto se determinó la Fecha Factible en **abr-28** sin embargo, con base en el estatus reportado en el Informe pormenorizado de la Transportista al corte del 9 de marzo de 2025 la Fecha Factible es **dic-28**.

CUADRO 8.10.2.29. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P22-NO1 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero Banco 1 /1	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	dic-28
Total			**300**			

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.2.30. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P22-NO1 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Caimanero entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	115	2	1.0	abr-27	dic-28
LT Caimanero entronque Guasave - Hernando de Villafañe (futuro entronque a SE Santa María)	115	2	55.6	abr-27	dic-28
LT Caimanero – Bamoa	115	1	5.7	abr-27	dic-28
Total			**62.3**		

CUADRO 8.10.2.31. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P22-NO1 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero (Alimentador LT hacia LMD)	Alimentador Nuevo	1	230	abr-27	dic-28
Caimanero (Alimentador LT hacia GMD)	Alimentador Nuevo	1	230	abr-27	dic-28
Caimanero (Amarre de barras en 230 kV) / 1	Interruptor de Amarre	0	230	abr-27	dic-28
Caimanero (Alimentador LT hacia HVF futura STM)	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	dic-28
Caimanero (Alimentador LT hacia GSV)	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	dic-28
Caimanero (Alimentador LT hacia BMO)	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	dic-28
Caimanero (Amarre de barras en 115 kV) / 1	Interruptor de Amarre	0	115	abr-27	dic-28
Bamoa (Alimentador LT hacia Caimanero) / 2	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	dic-28
Bamoa (Alimentador LT hacia SRA) / 2	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	dic-28
Bamoa (Interruptor de Transferencia en 115 kV) / 1	Interruptor de Transferencia	0	115	abr-27	dic-28
San Rafael Ampliación (Alimentador LT hacia BMO) / 3, 4	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	dic-28
Total		**8**			

1/ El interruptor se considera dentro de los Alimentadores en dicha Subestación Eléctrica
2/ Modernización SE Bamoa, incluye normalización del arreglo de Barras BP-BT. Incluye interruptor de transferencia
3/ Se elimina la derivación de la LT hacia Bamoa y se Normaliza el alimentador en la SE SRA
4/ Obra considerada originalmente en el proyecto M20-NO1

Cambio de alcance del proyecto: P22-NO3 – Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana

Año de instrucción:

2022

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, **P22-NO3 – Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana**, el estatus del proyecto se encuentra en: **En Revisión**.

En el Cuadro 8.10.2.32 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana**.

CUADRO 8.10.2.32. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P22-NO3 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Oasis MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-26
Total			**15.0**		

Justificación y actualización:

El Proyecto **P22-NO3** da solución al problema de regulación de tensión en el corredor de transmisión Hermosillo – Santa Ana en 115 kV, ya que tiene una sola Línea de Transmisión, en el nivel de tensión en 115 kV, de 160 km de longitud aproximadamente, lo que implican problemáticas de baja tensión durante periodos de alta demanda. El proyecto originalmente presentaba un equipo de compensación de 15.0 MVAr de capacidad, sin embargo, se realizará el estudio para determinar la compensación de potencia reactiva necesaria para lograr una regulación de tensión en la SE El Llano, la SE Oasis, la SE Terramara y la SE Viñedos, que forman parte del corredor de transmisión Hermosillo – Santa Ana en 115 kV, en los periodos de alta demanda de energía eléctrica, particularmente durante el verano, para mantener el suministro de la carga total, derivado de la problemática de baja tensión.

CUADRO 8.10.2.33. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P22-NO3 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Oasis MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	nov-29
Total			**22.5**		

Cambio de alcance del proyecto: P24-NO3 – Suministro de Energía para la zona Nogales (Cambio a una sola Fase)

Año de instrucción:

2024

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, **P24-NO3 – Suministro de Energía para la zona Nogales**, el estatus del proyecto se encuentra en: **En Proceso de Decisión**.

A continuación, se muestra el resumen de las Metas Físicas que originalmente tenía el proyecto **Suministro de Energía para la zona Nogales**, recordando que inicialmente se consideraba en dos etapas. En los Cuadros 8.10.2.34 al 8.10.2.37 se presenta el resumen para la Fase 1 mientras que en los Cuadros 8.10.2.38 y 8.10.2.39 se presenta el resumen para la Fase 2.

CUADRO 8.10.2.34. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas Banco 1 1/	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	dic-28
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.2.35. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas (18 km) 1/	230	2	0.0	abr-27	abr-27
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas 3,4/	230	2	18.0	abr-27	abr-27
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto 2,3,5/	230	2	4.0	abr-27	abr-27
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Norte 2/	115	2	2.0	abr-27	abr-27
LT Chimeneas - Nuevo Nogales 2,3/	115	2	8.0	abr-27	abr-27
Total			**32.0**		

1/ Circuito existente, solo se considera el cambio de tensión de operación de 115 kV a 230 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Tendido del segundo circuito
4/ Operación inicial en 115 kV
5/ Circuito 1 operará en 230 kV y Circuito 2 operará en 115 kV, ambos aislados en 230 kV

CUADRO 8.10.2.36. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27
Chimeneas MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-27	abr-27
Total			**37.5**		

CUADRO 8.10.2.37. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales	Alimentador (Ampliación)	2	115	abr-27	abr-27
Chimeneas	Alimentador (Nuevo)	1	230	abr-27	abr-27
Chimeneas	Alimentador (Nuevo)	4	115	abr-27	abr-27
Chimeneas (Amarre de Barras)	Interruptor de Amarre	1	230	abr-27	abr-27
Chimeneas (Amarre de Barras)	Interruptor de Amarre	1	115	abr-27	abr-27
Nuevo Nogales	Alimentador (Ampliación)	2	115	abr-27	abr-27
Nogales Aeropuerto	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-27	abr-27
Total		**12**			

CUADRO 8.10.2.38. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 2 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto - Nogales (Recalibración) 1/	115	1	3.0	abr-30	abr-30
Total			**3.0**		

1/ Recalibración de conductor calibre 1113 kcmil tipo ACSR

CUADRO 8.10.2.38. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 FASE 2 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto (STATCOM)	STATCOM	230	50 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-30	abr-30
Total			**100.0**		

Cap. Capacitivo / Ind. Inductivo

Justificación y actualización:

Por las condiciones operativas registradas en 2025 y las previstas hacia el periodo 2026–2029 dentro de la Zona Nogales en el ámbito de la GCR Noroeste, se realiza la reevaluación del proyecto P24-NO3 en julio de 2025. Como resultado de los análisis técnicos y en acuerdo con la Transportista, se presenta la solución integral para abastecer el suministro de energía eléctrica en el municipio de Nogales y en el corredor en 115 kV entre la SE Santa Ana y la SE Nogales Aeropuerto incrementando la capacidad de transformación, transmisión y

compensación, además de eliminar las restricciones, en escenarios de Red Eléctrica Completa y ante contingencia sencillas de elementos de transmisión y transformación con el fin de garantizar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica para atender el crecimiento de la demanda de la zona incluyendo los polos de desarrollo industrial. De manera que, **se concluye en realizar el proyecto en una sola Fase**, quedando con las siguientes Fechas de entrada en operación: Fecha Necesaria **abr-27** y Fecha Factible **ago-28**, dichas fechas se deberán actualizar en adelante en el Informe pormenorizado de la Transportista que corresponda. En los Cuadros 8.10.2.39 al 8.10.2.42. se presenta el resumen de las metas físicas finales acordadas.

CUADRO 8.10.2.39. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas Banco 1 1/	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	dic-28
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.2.40. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas (18 km) / 1	230	2	0.0	abr-27	ago-28
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas / 3,4	230	2	18.0	abr-27	ago-28
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto / 2,3,5	230	2	4.0	abr-27	ago-28
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Norte / 2	115	2	2.0	abr-27	ago-28
LT Chimeneas - Nuevo Nogales / 2,3	115	2	8.0	abr-27	ago-28
LT Nogales Aeropuerto - Nogales (Recalibración) /6	115	1	3.0	abr-27	ago-28
Total			**35.0**		

1 / Circuito existente, solo se considera el cambio de tensión de operación de 115 kV a 230 kV
2 / Tendido del primer circuito
3 / Tendido del segundo circuito
4 / Operación inicial en 115 kV
5 / Circuito 1 operará en 115 kV y Circuito 2 operará en 230 kV, ambos aislados en 230 kV
6 / Recalibración de LT, 1C - 1c/F - 1113 kcmil - ACSR, TA

CUADRO 8.10.2.41. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P24-NO3 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-27	ago-28
Chimeneas MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-27	ago-28
Nogales Aeropuerto (STATCOM)	STATCOM	230	50 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-27	ago-28
Total			**137.5**		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
1 / Incluye alimentador

CUADRO 8.10.2.41. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P24-NO3 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales (Alimentador LT hacia NGA) / 1	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-27	ago-28
Nogales (Alimentador LT hacia ISC) / 1	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-27	ago-28
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGA)	Alimentador (Nuevo)	1	230	abr-27	ago-28
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGA)	Alimentador (Nuevo)	1	115	abr-27	ago-28
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGN)	Alimentador (Nuevo)	1	115	abr-27	ago-28
Chimeneas (Alimentadores LT hacia NNG)	Alimentador (Nuevo)	2	115	abr-27	ago-28
Chimeneas (Amarre de Barras en 230 kV)	Interruptor de Amarre	1	230	abr-27	ago-28
Chimeneas (Amarre de Barras en 115 kV)	Interruptor de Amarre	1	115	abr-27	ago-28
Nuevo Nogales (Alimentadores LT hacia CHS)	Alimentador (Ampliación)	2	115	abr-27	ago-28
Nogales Aeropuerto (Alimentador LT hacia CHS)	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-27	ago-28
Nogales Aeropuerto (Alimentador STATCOM)	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-27	ago-28
Total		**13**			

1 / La conexión del alimentador puede variar de Línea de Transmisión dependiendo de las condiciones de la SE Nogales

8.10.3. Cambios de alcance en la GCR Noreste

Cambio de alcance del proyecto P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

Año de instrucción:

2021

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 8.10.3.1:

CUADRO 8.10.3.1. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto
P20-NE1	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	En proceso de decisión

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas de la RNT a nivel nacional, el crecimiento esperado y pronosticado en la demanda aunado al avance tecnológico y decremento en los costos de los dispositivos de compensación reactiva, el proyecto instruido P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen la justificación del proyecto y que no impactan cambios significativos en su evaluación técnica y económica.

En el Cuadro 8.10.3.2 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.3.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Nuevo Laredo CEV	CEV	138	50(Ind.) /200(Cap.)
Falcón México MVAr	Capacitor	138	9.0
Total			**259.0**

Ind. – Inductivo
Cap. - Capacitivo

En el Cuadro 8.10.3.3 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras, particularmente la capacidad de suministro de energía eléctrica se encuentra limitada por la insuficiente reserva de reactivos afectando la regulación de voltaje en la Red Eléctrica de 138 kV, en donde el problema se agrava al incrementar la demanda de la Zona, es conveniente modificar la capacidad de compensación de la SE Falcón México, que originalmente estaba contemplada de 9.0 MVAr. Sin embargo, con el propósito de mejorar el perfil de tensión de la zona se propone incrementar a 18 MVAr de capacidad en la misma SE Falcón México, además se presenta el cambio de tecnología de compensación dinámica a instalarse en la SE Nuevo Laredo mediante un STATCOM.

CUADRO 8.10.3.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Nuevo Laredo STATCOM	STATCOM	138	50(Ind.) /200(Cap.)
Falcón México MVAr	Capacitor	138	18.0
Total			**268.0**

Ind. – Inductivo
Cap. - Capacitivo

Cambio de alcance del proyecto P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

Año de instrucción:

2021

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAM 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver cuadro 8.10.3.4:

CUADRO 8.10.3.4. ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto
P20-NE2	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	En proceso de decisión

Justificación:

Derivado de la revisión detallada por parte de la Transportista de las metas físicas del proyecto, se determinó que el proyecto P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros no es factible de construir en los términos propuestos dado que en la Subestación Eléctrica Valle Hermoso no se cuenta con disponibilidad de espacio físico para su construcción y derivado de su ubicación tampoco es posible realizar la ampliación de la Subestación Eléctrica. Las modificaciones planteadas no representan un impacto significativo en la evaluación técnica y económica, permitiendo así cumplir lo establecido en el CdR. La actualización de las metas físicas se propone para ser autorizadas por SENER a la Transportista y ser consideradas en los PAMRNT futuros.

En los cuadros 8.10.3.5 a 8.10.3.7 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 8.10.3.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Matamoros Potencia – Matamoros / 4	138	2	14.0
Matamoros Potencia – Lauro Villar	138	1	24.0
Total			**38.0**

4/Tendido del segundo circuito

CUADRO 8.10.3.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138
Total			**225.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 8.10.3.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Valle Hermoso MVAr	Capacitor	138	18.0
Total			**18.0**

En los cuadros 8.10.3.8 a 8.10.3.10 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas del proyecto.

CUADRO 8.10.3.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Matamoros Potencia – Matamoros / 4	138	2	14.0
Matamoros Potencia – Lauro Villar	138	1	24.0
Total			**38.0**

CUADRO 8.10.3.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138
Total			**225.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 8.10.3.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Valle Sur MVAr	Capacitor	138	18.0
Total			**18.0**

8.10.4. Cambios de alcance en la GCR Peninsular

Cambio de alcance del proyecto P20-PE1 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán

Año de instrucción:

2020

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P20-PE1 – Reforzamiento de la Red Eléctrica, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Decisión.

En los Cuadros 8.10.4.1 y 8.10.4.2 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto P20-PE1 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán.

CUADRO 8.10.4.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Umán entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	8.6
Total		**2**	**8.6**

CUADRO 8.10.4.2 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Umán	Alimentador ampliación	2	115
Total		**2**	

Justificación:

Como resultado del proceso de revaluación que elaboró el CENACE y los costos estimados por la Transportista con las metas físicas originales, se presentó que el proyecto no es rentable con los beneficios obtenidos y sus costos asociados, sin embargo, CENACE realizó ajustes en el proyecto que permiten además de resolver la problemática que justifica el proyecto, mejorar los beneficios que aportaba el proyecto previo con metas originales.

El nuevo alcance en metas físicas y conectividad del proyecto permite que sea rentable económicamente cumpliendo la normativa para su construcción.

En los Cuadros 8.10.4.3 a 8.10.4.5 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-PE1 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida – Umán.

CUADRO 8.10.4.3 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Maxcanú entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	0.6
Total		**2**	**0.6**

CUADRO 8.10.4.4 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Maxcanú MVAr	Capacitor	115	15
Total			**15**

CUADRO 8.10.4.5 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Maxcanú	Alimentador (Ampliación)	2	115
Total		**2**	

8.10.5. Cambios de alcance en la GCR Baja California

Cambio de alcance del proyecto: P15-BC1 – Maneadero Entronque Ciprés - Cañón

Año de instrucción: 2017

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P15-BC1 – Maneadero Entronque Ciprés - Cañón, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Decisión.

En el Cuadro 8.10.5.1 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto Maneadero Entronque Ciprés - Cañón.

CUADRO 8.10.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P15-BC1 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17
Total			**6.0**	

Justificación y actualización:

Los poblados de Maneadero y San Vicente tienen Subestaciones Eléctricas, con los mismos nombres, intermedias en el corredor de transmisión entre la SE Ciprés y la SE Cañón en 115 kV, En el diagnóstico operativo entre los años 2015 y 2017 en el ámbito de dicho corredor se presentan magnitudes de baja tensión ante diversas contingencias, el impacto que se presenta en la tensión de las Subestaciones Eléctricas en la región es muy severo y requiere de esquemas de especiales de acción remedial.

Hacia el sur de Ensenada, Baja California, se presenta una parte radial conformada por las Subestaciones Eléctricas Ciprés, Maneadero, San Vicente, Cañón, San Quintín, San Simón, Trinidad y San Felipe, adicionalmente se tienen derivaciones de Línea de Transmisión para el suministro de cargas industriales como la Minera punta China y la Minera en San Felipe. En esta parte de Ensenada, se tienen condiciones eléctricas a 2024 favorables en la zona, sin embargo, el proyecto P15-BC1, a febrero de 2025 los beneficios obtenidos por evaluaciones económicas no presentan valores favorables para ser viable el proyecto, actualmente este proyecto se encuentra en estudio para su reevaluación para verificar la factibilidad de realizarse.

CUADRO 8.10.5.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P15-BC1 (METAS FÍSICAS EN ESTUDIO)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase o Etapa
Maneadero entronque Ciprés – Cañón	115	2	6.0	abr-17	ene-27	En estudio
Total			**6.0**			

Cambio de alcance del proyecto: P17-BC2 – Rubí entronque Cárdenas - Guerrero

Año de instrucción: 2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P17-BC2 – Rubí entronque Cárdenas - Guerrero, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Decisión.

En el Cuadro 8.10.5.3 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto Rubí entronque Cárdenas - Guerrero.

CUADRO 8.10.5.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P17-BC2 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Rubí entronque Cárdenas – Guerrero /1, 2	115	2	8.0	abr-19	abr-19
Total			**8.0**		

1/ Circuito o tramo con cable subterráneo
2/ Operación inicial en 69 kV, Aislada en 115kV

Justificación y actualización:

Entre los años 2015-2017, el suministro de energía eléctrica al noroeste de la ciudad de Tijuana, Baja California, se realizaba con dos Líneas de Transmisión que salían se la SE Rubí y que formaban un anillo en 69 kV entre las Subestaciones Eléctricas: Rubí, Cárdenas, México, Río y Guerrero.

El flujo de transmisión de potencia hacia la SE Rubí y la SE Panamericana Potencia, predominaba a través del enlace subterráneo Rubí – Cárdenas, lo que traía como consecuencias que el enlace operara con valores cercanos a su límite térmico lo que requería implementaciones de esquemas remediales para limitar el flujo de transmisión en la LTCPS Rubí – Cárdenas en 69 kV para evitar su sobrecarga, dichas acciones disminuían la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Con el fin de incrementar la confiabilidad de la Zona Tijuana, en marzo de 2024, se rehabilito una Línea de Transmisión que estaba en desuso quedando ahora, la LT Rubí – 63110 – Cárdenas con disposición área y dejando fuera de servicio la LT Rubí – Cárdenas en 69 kV, por daños diversos a lo largo de su trayectoria.

Con las condiciones eléctricas dentro del área de influencia del proyecto P17-BC2 a finales de 2024, el proyecto se encuentra en estudio para su reevaluación y a febrero de 2025 los beneficios obtenidos por evaluaciones económicas no presentan valores favorables para ser viable el proyecto. Las razones principales son: el cambio de topología actual y costos elevados.

CUADRO 8.10.5.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P17-BC2 (METAS FÍSICAS EN ESTUDIO)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Fase o Etapa
Rubí entronque Cárdenas – Guerrero / 3, 4	115	2	8.0	abr-19	nov-26	En Estudio
Total			**8.0**			

3/ Operación inicial en 69 kV, Aislada en 115kV

4/ LT con disposición aérea

Cambio de alcance del proyecto: P17-BC11 – El Arrajal Banco 1 y red asociada

Año de instrucción: 2017

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P17-BC11 – El Arrajal Banco 1 y red asociada, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Decisión.

En el Cuadro 8.10.5.5 a 8.10.5.7 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto El Arrajal Banco 1 y red asociada.

CUADRO 8.10.5.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Arrajal - Cerro Prieto Dos /1	230	2	125.0	abr-22	abr-22
El Arrajal - San Felipe /1	115	2	50.0	abr-22	abr-22
Total			**175.0**		

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 8.10.5.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Arrajal Banco 1 /1	4	AT	133	230/115	abr-22	abr-22
Total			**133**			

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 33.3 MVA

CUADRO 8.10.5.7. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cerro Prieto Dos	Alimentador Ampliación	1	230	abr-22	abr-22
El Arrajal	Alimentador	1	230	abr-22	abr-22
El Arrajal	Alimentador	3	115	abr-22	abr-22
San Felipe	Alimentador Ampliación	2	115	abr-22	abr-22
Entronque San Felipe	Alimentador Ampliación	3	115	abr-22	abr-22
Cerro Prieto Dos	Alimentador Ampliación	1	115	abr-22	abr-22
Total		**10**			

Justificación y actualización:

Debido al cambio de topología en la Ciudad de Mexicali, Baja California, motivado por la entrada en operación de la primera etapa de la CE FV Puerto Peñasco y por la próxima entrada en operación de CCC en el SI Baja California, el punto de conexión original (SE Cerro Prieto Dos en 230 kV) de la SE El Arrajal se traslada a la SE Cucapáh en el nivel de tensión en 230 kV y con ello las metas físicas del proyecto P17-BC11.

CUADRO 8.10.5.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Arrajal - Cucapáh /1, 2	400	2	144.0	abr-22	nov-27
El Arrajal - San Felipe /1	115	2	56.0	abr-22	nov-27
El Arrajal entronque San Matías - San Felipe	115	2	29.6	abr-22	nov-27
El Arrajal - Minera San Felipe	115	1	0.4	abr-22	nov-27
Total			**230.0**		

1/ Tendido del primer circuito
2/ Aislamiento en 400 kV operación inicial en 230 kV

CUADRO 8.10.5.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Arrajal Banco 1 1/	4	AT	300	230/115	abr-22	nov-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 8.10.5.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Compensación entronque San Matías - San Felipe /1	Capacitores	115	-----	abr-22	nov-27
Total			-----		

1/ Solo se considera como traslado de capacitores

CUADRO 8.10.5.11. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PROYECTO P17-BC11 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cucapáh	Alimentador Ampliación	1	230	abr-22	nov-27
El Arrajal	Alimentador	1	230	abr-22	nov-27
El Arrajal	Alimentador	4	115	abr-22	nov-27
San Felipe	Alimentador Ampliación	1	115	abr-22	nov-27
San Felipe	Alimentador (arreglo de barras)	1	115	abr-22	nov-27
Trinidad	Alimentador Ampliación	1	115	abr-22	nov-27
Total		**9**			

Cambio de alcance del proyecto: P21-BC2 – Compensación capacitiva en la zona Tecate

Año de instrucción: 2021 (julio)

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la Transportista, durante el ejercicio del PAMRNT 2025-2039 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P21-BC2 – Compensación capacitiva en la zona Tecate, el estatus del proyecto se encuentra en: En Proceso de Decisión.

En el Cuadro 8.10.5.12 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto Compensación capacitiva en la zona Tecate.

CUADRO 8.10.5.12. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P21-BC2 (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecate MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25
Total			**15.0**		

Justificación y actualización:

Para la regulación de tensión en las Subestaciones Eléctricas de la Zona Tecate solo se cuenta con: un capacitor en la SE Tecate Dos y mediante el Autotransformador de la SE La Herradura a través de cambios en derivaciones de los devanados del elemento de transformación, por lo que, el control de tensión es mínimo o nulo ante la ocurrencia de contingencias sencillas, aunado a esto, la incertidumbre de la disponibilidad de viento en la zona hace que no se disponga del Parque Eólico Rumorosa para ayudar en el control de tensión.

Por lo anterior, es necesario robustecer la infraestructura eléctrica que permita mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica mediante la capacidad adecuada de compensación de potencia reactiva capacitiva, mediante una reevaluación del proyecto P21-BC2 se definió la capacidad de un capacitor en la SE Tecate Uno para dar solución a la problemática de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas del área de influencia.

CUADRO 8.10.5.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P21-BC2 (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecate MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-25	ago-26
Total			-----		

Cambio de alcance del proyecto: P20-BS2 – Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

Año de instrucción: 2021

Estatus:

En el Cuadro 8.10.5.14 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto.

CUADRO 8.10.5.14. METAS FÍSICAS DEL PROYECTO "P20-BS2 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA LOS CABOS"

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar - Monte Real /1	115	2	16.0	abr-24	abr-24	SI Baja California Sur
Total			**16.0**			

1/ Tendido del primer circuito

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar Banco 3	3	AT	100	230/115	abr-24	abr-24	SI Baja California Sur
Total			**100**				

AT. Autotransformador

Derivado de los estudios electrotécnicos realizados, se identifica la necesidad de modificar el proyecto "P20-BS2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Los Cabos" que fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a la Transportista en 2021.

La Transportista ha proporcionado la FEOF en el mes de julio de 2027, debido al crecimiento estimado de la carga en la zona Los Cabos y la propuesta de incrementar generación en forma local en la CE TG Los Cabos dentro del programa de proyectos estratégicos del Gobierno federal. Este proyecto resuelve la problemática en la saturación de la capacidad de transformación que se presenta ante contingencia n-1 de elementos de transformación o salida de líneas de transmisión o unidades de generación. Las metas físicas y el alcance del proyecto P20-BS2 se modificaron al reevaluar el proyecto con las actualizaciones en el programa de obras de generación y se definió la capacidad de la transformación de 100 MVA a 225 MVA, requiere adicionalmente una fase de reserva de 75 MVA de capacidad. A continuación, se presentan las metas físicas ya actualizadas:

CUADRO 8.10.5.15. METAS FÍSICAS DEL PROYECTO "P20-BS2 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA LOS CABOS"

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar - Monte Real /1	115	2	16.0	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Total			**16.0**			

1/ Tendido del primer circuito

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar Banco 3 1/	4	AT	300	230/115	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Total			**300**				

AT. Autotransformador

1/ Incluye una fase de reserva de 75 MVA

9

Modernización de la RNT y las RGD del MEM

9. Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Como lo define la LSE, la SENER tiene la facultad de instruir a la Comisión Federal de Electricidad a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

Desde 2017, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras de modernización con base en las propuestas realizadas por la Transportista a CENACE en cada PAMRNT; las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos modernización del SEN para el suministro de energía eléctrica en el mediano plazo.

Es relevante indicar que se ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la revisión de la fecha de entrada necesaria. Estos proyectos son congruentes con la política energética de la presente Administración Pública Federal.

9.1. Proyectos Instruidos de Modernización de la RNT

De 2017 a junio de 2024, la SENER ha instruido 47 proyectos de Modernización de la RNT, todos los proyectos fueron asignados a la Transportista para su realización.

En el Cuadro 9.1.1 se presenta un resumen de los proyectos instruidos de Modernización de la RNT por la SENER de 2017 a junio de 2024, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo 7.

CUADRO 9.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Etapa constructiva CFE Avance
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	sep-25	2018	Ejecución o Construcción 68.3%
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	sep-26	2018	Por concursar 0%
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	Etapa 1 / jun-28 Etapa 2 / dic-26	2018	Por concursar 0%
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	ago-26	2018	En proceso de decisión 0%
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	nov-26	2019	En proceso de decisión 0%
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	sep-26	2019	En proceso de decisión 0%
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	M20-OR2	jun-23	ago-26	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-27	2021 (febrero)	En proceso de decisión 0%
Modernización de la Subestación Eléctrica Laguna Verde 230 kV (SF6)	M24-OR2	nov-25	ene-27	2024	En proceso de decisión 0%
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	may-28	2021 (julio)	En proceso de decisión 0%
Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-OR1	dic-24	abr-30	2023	En Revisión 0%
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	2021 (julio)	En análisis 0%
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	mar-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	mar-29	2022	En Análisis 0%
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	abr-30	2019	En Revisión 0%
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	dic-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%

... Continuación.

CUADRO 9.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Etapa constructiva CFE Avance
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+15O/-5O MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-28	2023	En Análisis 0%
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	dic-29	2019	En Revisión 0%
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	dic-28	2021 (febrero)	En Análisis 0%
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	abr-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Incremento de Confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac	M24-OR1	sep-23	dic-30	2024	En Revisión 0%
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	dic-29	2019	En Revisión 0%
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	mar-30	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	nov-28	2021 (julio)	En Análisis 0%
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	abr-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	dic-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	nov-29	2018	En Revisión 0%
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	nov-28	2018	En Análisis 0%
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-30	2021 (febrero)	En Revisión 0%

... Continuación

CUADRO 9.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de entrada en operación o factible de término	Año de instrucción de la SENER a la Transportista para su construcción	Etapa constructiva CFE Avance
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-29	2021 (julio)	En Revisión 0%
Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam	M21-NO2	abr-22	mar-30	2021 (julio)	En Revisión 0%
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	nov-28	2021 (febrero)	En Análisis 0%
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	nov-29	2021 (febrero)	En Revisión 0%
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	abr-30	2022	En Revisión 0%
Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NO1	abr-25	nov-28	2023	En Análisis 0%
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	abr-30	2017	En Revisión 0%
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-29	2019	En Revisión 0%
Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	M24-BC1	abr-29	abr-31	2024	En Revisión 0%
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	nov-28	2021 (julio)	En Análisis 0%

En la Figura 9.1.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT instruidos por SENER de 2015 a 2022 y en la Figura 9.1.2 los instruidos en 2023 y 2024.

Es importante mencionar que los proyectos “Red Eléctrica Inteligente (REI)”, “Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie” y “Sistema de Medición del MEM” comprenden a todo el SEN, por lo cual no se muestran en el mapa. De igual forma el proyecto “Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste” abarca a un número importante de Subestaciones Eléctricas en la GCR Noreste.

Los proyectos de modernización permitirán aumentar la Confiabilidad de la RNT y permitirán mantener las capacidades de transmisión existentes en los enlaces de transmisión involucrados.

FIGURA 9.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER DE 2015 A 2023

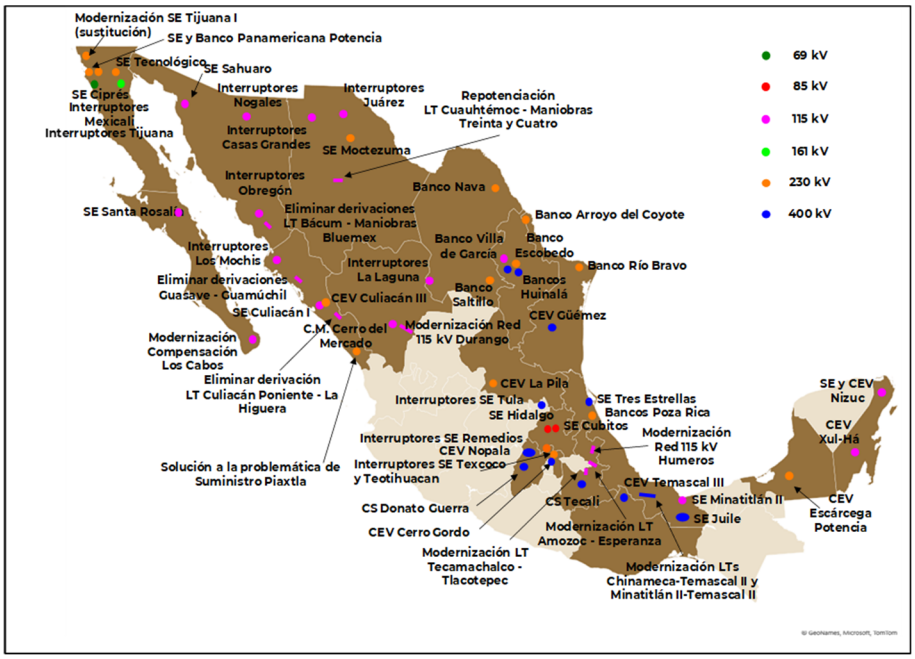
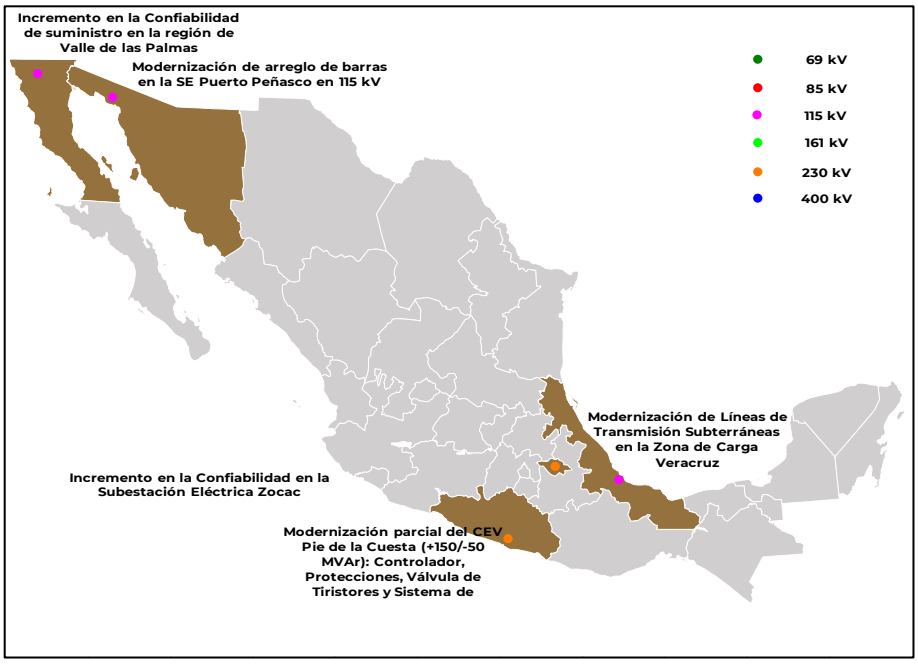


FIGURA 9.1.2. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2023 Y 2024



9.2. Proyectos Identificados de Modernización de la RNT

9.2.1. Proyectos propuestos por la Transportista para la modernización de la RNT

En reuniones de trabajo entre las GCR del CENACE y las GRT de la Transportista se revisaron las propuestas de modernización de equipo eléctrico a cargo de la Transportista.

Como resultado de la interacción CENACE y la Transportista, CENACE considera solo aquellos proyectos que cumplen con los criterios descritos en la sección 10.1 para su justificación técnica y económica.

En el Cuadro 9.2.1 se muestran los proyectos de modernización identificados por la Transportista y acordados con CENACE. Adicionalmente en el Cuadro 9.2.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2025 – 2039 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT

CUADRO 9.2.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2025-2039

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable por su requerimiento	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución/Estado
Central	M25-CE1	Modernización integral de la Subestación Eléctrica San Bernabé en 400 kV	dic-27	a, b	División de Distribución Valle de México Sur / Ciudad de México y zona conurbada
Peninsular	M25-PE1	Sustitución de Autotransformador AT7 en SE Valladolid	jul-27	b	Tizimín y Motul / Yucatán

Categorías aplicables

a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
c. Equipo con Daño.
d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

CUADRO 9.2.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PAMRNT 2024 – 2038 PARA LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Modernización integral de la Subestación Eléctrica San Bernabé en 400 kV	M25-CE1	Central	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sustitución de Autotransformador AT7 en SE Valladolid	M25-PE1	Peninsular	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la Figura 9.2.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT propuestos e identificados por CENACE.

FIGURA 9.2.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN 2024



9.2.2. Ficha de información de proyecto de modernización de la RNT[76] pertenecientes a la GCR Central

M25-CE1 Modernización modular de la Subestación Eléctrica encapsulada en SF6 San Bernabé 400 kV.

Diagnóstico operativo.

La Subestación Eléctrica San Bernabé (BRN) se encuentra ubicada en la Alcaldía Cuajimalpa, Ciudad de México y fue puesta en servicio en el mes de enero de 1985, formando parte del doble anillo de 400 kV del Valle de México. Por su ubicación geográfica y topología se interconecta en el nivel de 400 kV y 230 kV siendo uno de los nodos que mantiene la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en el Valle de México y zona conurbada. Está integrada por tres autotransformadores trifásicos de 400/230 kV con capacidad de 330 MVA (cada uno) que despachan energía del nivel de 400 a 230 kV, contando con arreglos de interruptor y medio en sus dos niveles de tensión.

La SE San Bernabé en su topología enlaza cinco Líneas de Transmisión de 400 kV: San Bernabé – Chimalpa Dos (A3590), San Bernabé – Nopala (A3570), San Bernabé – Topilejo (A3510/A3520) y San Bernabé – Deportiva (A3Z90) y seis Líneas de Transmisión de 230 kV: San Bernabé – Atenco (93490), San Bernabé – Cuajimalpa (93E60), San Bernabé – Tren Interurbano México-Toluca Uno (93560), San Bernabé – Águilas (93B70), San Bernabé – Tren

[76] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Interurbano México-Toluca Dos (93E80) y San Bernabé – Contreras (93E10). Por lo anterior, la SE San Bernabé se considera como una de las más importantes en la red troncal del doble anillo de 400 kV de la Red Nacional de Transmisión. En la Figura 9.2.2 y 9.2.3 se muestran los diagramas unifilares de la Subestación Eléctrica y de su conectividad.

FIGURA 9.2.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SE SAN BERNABÉ EN 400 Y 230 KV

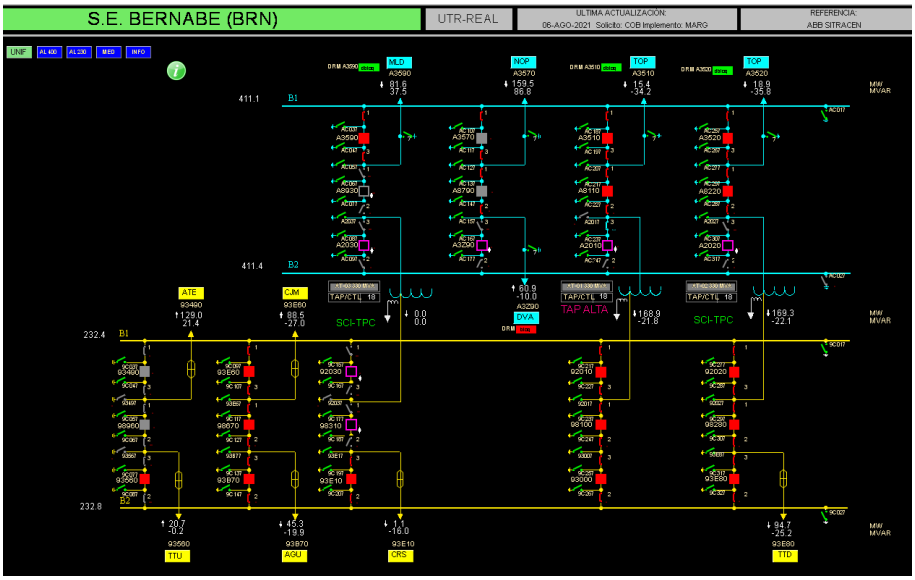
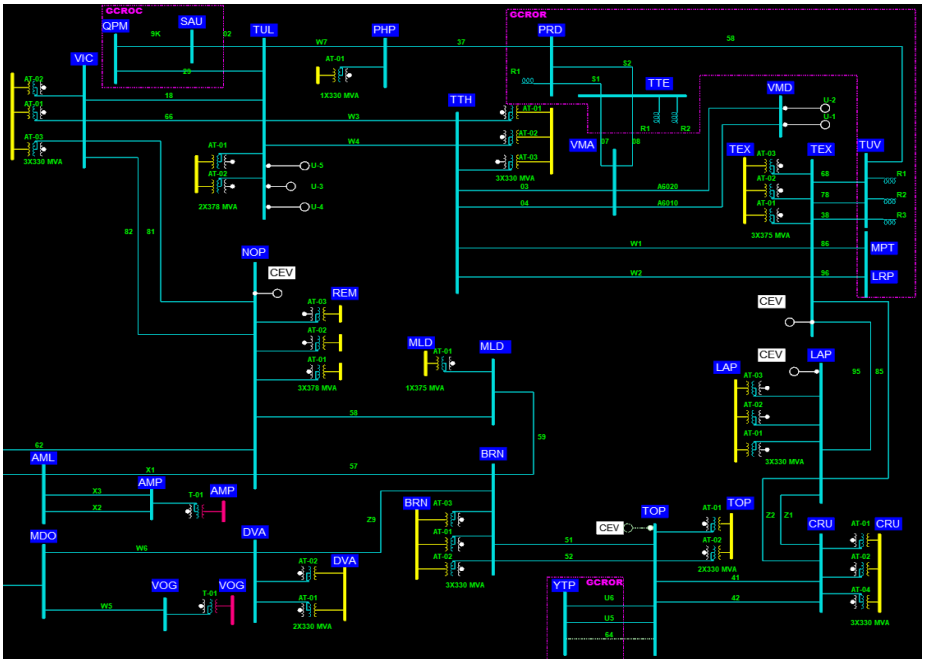


FIGURA 9.2.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE CONECTIVIDAD EN LA RED ELÉCTRICA DE LA GCR CENTRAL



En caso de no disponer de la SE San Bernabé en el nivel de 400 kV, además de segmentar la transmisión del doble anillo, se corre el riesgo de afectar la transferencia de aproximadamente 550 MVA de flujo de transmisión a las redes de 230 kV, lo que puede ocasionar sobrecarga del resto de la transformación y en corredores de transmisión en 400 y 230 kV, se incrementarían las pérdidas de transmisión, se haría la red vulnerable a la inestabilidad de voltaje e incluso se puede afectar carga como resultado de las condiciones de baja confiabilidad.

Problemática que resolver

La RNT que forma parte de la zona de atención de la Gerencia de Control Regional Central (GCRC) en el Valle de México cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a las subestaciones eléctricas de 400/230 y 230/85 kV, lo cual proporciona un amplio margen de maniobra que se traduce en confiabilidad para el manejo de flujos de potencia activa en la Red Eléctrica, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como en condiciones más severas. Esta característica la vuelve robusta en términos de flexibilidad operativa, sin embargo, origina que el nivel de cortocircuito se eleve y sea un problema para equipo eléctrico primario de algunas Subestaciones Eléctricas; ya sea por la adición de nuevas CE, nuevas líneas de transmisión, modificaciones topológicas y el incremento de nuevas instalaciones en la RNT. Lo anterior representa un potencial factor de riesgo para la confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico primario y, en general, del Sistema Eléctrico del ámbito geográfico.

Se ha determinado que la SE San Bernabé, entre otras subestaciones, no cumple con los requerimientos mínimos de seguridad en operación en cuanto al Nivel de Cortocircuito en el nivel de 400 kV. Por lo que se hace necesaria la modernización de las barras y del equipo eléctrico primario: interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento con la finalidad de garantizar la confiabilidad operativa de la Subestación.

La violación de los niveles de cortocircuito en los equipos de interrupción compromete el libramiento oportuno y confiable ante fallas en los niveles de tensión de 400 y 230 kV. Se pueden tener afectaciones en la transferencia de energía, interrupción en el suministro de energía a industrias, comercios y usuarios residenciales; así como de posibles daños colaterales a equipos eléctricos ante una posible condición de falla catastrófica (explosión o incendio). Se pudiera incluso, derivar en accidentes graves para el personal operativo de mantenimiento.

En el Cuadro 9.2.3 se identifican los principales riesgos en los que se incurre al operar un sistema con niveles de cortocircuito superiores a la capacidad de diseño de las barras y los equipos eléctricos primarios.

CUADRO 9.2.3. RIESGO Y AFECTACIÓN DEBIDO A VIOLACIÓN DEL NIVEL DE CORTOCIRCUITO

Afectación en:	
Equipo de interrupción, personal de mantenimiento, equipos aledaños	No es capaz de soportar la corriente de falla y podría explotar o incendiarse
Equipo de interrupción, equipos aledaños	Las altas corrientes de falla en el punto de falla ocasionan deterioro de aislamiento y degradación de la vida útil de los equipos
Protecciones, Sistema Eléctrico	La falta de capacidad de los interruptores para liberar una falla podría operar incorrectamente los esquemas de protección y derivar en una serie de eventos en cascada, ocasionando colapsos totales o parciales del sistema eléctrico

Para no incurrir en ninguno de estos riesgos y poder operar el sistema eléctrico de manera confiable y segura, se realiza la verificación de las características técnicas de interruptores de potencia, cuchillas (CU) y transformadores de corriente (TC), respecto al documento emitido por la Dirección de Operación y Planeación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) denominado “Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2027”, con fecha de actualización noviembre 2024, con el que se identificaron equipos de interrupción que se encuentran rebasados por su nivel de cortocircuito máximo 2027.

En el Cuadro 9.2.4 se presentan los valores de cortocircuito máximos para el año 2027 en la SE San Bernabé en 400 kV, así como la cantidad de interruptores, cuchillas y transformadores de corriente que estarían por debajo del nivel de cortocircuito (capacidad interruptiva o capacidad de aguante) con respecto al documento emitido por la Dirección de Operación y Planeación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

CUADRO 9.2.4. EQUIPO CON NIVEL DE CORTO CIRCUITO SUPERADO

Subestación Eléctrica	Nivel de Tensión kV	Capacidad Interruptiva de la S.E. (kA)	Nivel de CC trifásico (KA)	Nivel de CC monofásico (KA)	Número de Interruptores	Número de Cuchillas	Número de TC's
San Bernabé (BRN)	400	31.5	35.07	32.38	12	63	72

Información proporcionada por la Transportista

Al contar con niveles de cortocircuito superiores a las capacidades de diseño de los equipos actualmente instalados y en operación, resulta necesaria una solución efectiva a la problemática.

Aunado a lo anterior, debido a los 40 años de servicio de la SE San Bernabé en 400 kV, no se garantiza el buen funcionamiento de sus elementos ante una contingencia severa, por lo que se tendría en riesgo su integridad. En los últimos 9 años (2016 al 2024) se tuvieron 13 fallas en la SE San Bernabé 400 kV, las cuales le restaron confiabilidad al doble anillo de 400 kV. Actualmente se encuentra con licencia en muerto la Barra 02 de 400 kV de la subestación debido a una falla crítica, lo que ha indicado que no se tiene la facilidad de realizar mantenimiento correctivo inmediato, debido a su obsolescencia.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

El objetivo de este proyecto es que el doble anillo de 400 kV cumpla con los criterios técnicos de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad, mediante la modernización de la SE San Bernabé 400 kV, de tal forma que se eficientice la RNT y se minimicen las restricciones y las pérdidas de energía eléctrica.

Alternativa 1:

Modernización modular de la Subestación Eléctrica encapsulada en SF6 San Bernabé 400 kV

> El proyecto consiste en la modernización integral de forma modular y por etapas de bahías, considerando la operación entre las nuevas secciones modernizadas con lo existente, la propuesta contempla el acoplamiento temporal de los estancos existentes con los nuevos (con secciones que se fabricarán especialmente para este proyecto). La sustitución y puesta en servicio de nuevos módulos (estancos) de la subestación será programada, para minimizar la salida de elementos de la red, manteniendo el mismo arreglo de barras de interruptor y medio.

La propuesta considera la modernización integral de 12 Interruptores, 63 cuchillas y 72 transformadores de corriente en SE San Bernabé 400 kV.

Alternativa 2:

Nueva Subestación Eléctrica

Contempla la construcción de una nueva subestación de maniobras San Bernabé 400 kV, tipo encapsulada en SF6, en un predio distinto. Lo que implica la reubicación de las líneas de 400 kV a un predio dentro del derecho de vía de las mismas líneas de 400 kV con la respectiva interconexión a los auto transformadores de 400/230 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027.

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2030.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo instantáneo de inversión estimado por CFE de Transmisión de $ 1,131.8 millones de pesos de 2025.

La Alternativa 2 tiene un costo instantáneo de inversión estimado de 1,274.45 millones de pesos de 2025. Sin embargo, la Alternativa 1 es la opción de menor costo a largo plazo, factible técnica y constructiva que resuelve la problemática.

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027.

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2030.

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.2.5 y 9.2.6 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación probabilístico y en el Cuadro 9.2.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.2.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2028

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
9,233	36,762	45,995	43,755	2,240	1.05

CUADRO 9.2.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2028

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
9,233	36,762	45,995	49,270	-3,275	0.93

CUADRO 9.2.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	Igual	Igual
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Complejidad constructiva	**Menor**	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**1,131.8**	1,274.45

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

9.2.3. Ficha de información de proyecto de modernización de la RNT[77] pertenecientes a la GCR Peninsular

M25-PE1 Sustitución de Autotransformador AT7 en SE Valladolid

Diagnóstico operativo.

En la Península de Yucatán a junio de 2024 se tiene instalada una capacidad de 1859.4 MW de generación interna firme disponible, de los cuales 780 MW se encuentra instalada en la Subestación Eléctrica (SE) Valladolid que corresponde al 42% del total.

Actualmente en la SE Valladolid se encuentra un autotransformador trifásico (no constituido en arreglo por fases) con una relación de transformación de 230/115 kV y capacidad de 166 MVA, el cual fue instalado desde el año 1989. Sin embargo, la Gerencia Regional de Transmisión Peninsular ha reportado que se tiene manual de operación del año 1977 del equipo de transformación, por lo que se infiere que cuenta con 47 años de antigüedad, por ello, es un equipo que tenderá a tener un mayor riesgo de falla debido a la degradación de su aislamiento interno por su misma antigüedad y requiere un seguimiento de mayor continuidad en su mantenimiento.

Ante una falla del transformador trifásico no se tiene un respaldo como ocurre con los bancos de transformación formados por tres transformadores monofásicos que por norma en las Subestaciones Eléctricas se cuenta con una fase de reserva y donde se tiene la factibilidad de reemplazar la fase dañada por la de reserva, reduciendo tiempos de indisponibilidad, inclusive ante el requerimiento de mantenimiento preventivo, se tiene la indisponibilidad de transformación para la atención de la demanda en las zonas Tizimín y Motul. Esta condición provoca deterioro en la confiabilidad de suministro en la GCR Peninsular.

[77] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

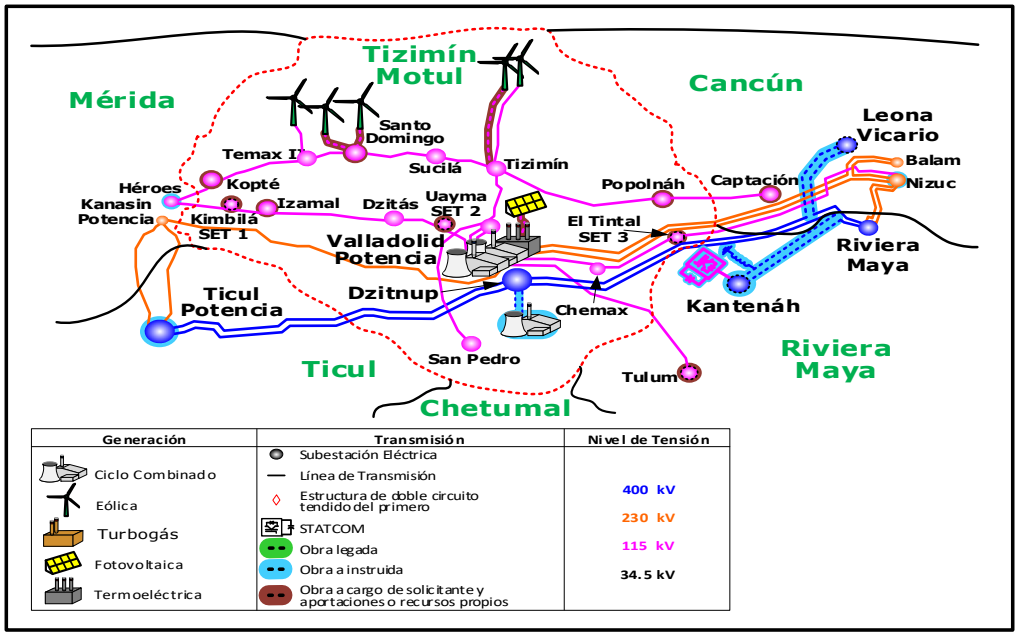
El suministro de energía eléctrica de las Zonas Motul-Tizimín depende principalmente de dos fuentes, una es la generación proveniente de las CE instaladas en el nivel de 115 kV que algunas de ellas son de tecnología EO y su factor de planta depende del recurso primario de viento en la zona y la segunda fuente es la transformación instalada en la SE Valladolid de relación 230/115 kV, donde, ante condiciones de alta demanda de energía eléctrica y baja disponibilidad de generación eléctrica en la Red Eléctrica de 115 kV se presenta alta dependencia del banco de transformación AT7 y en ciertas condiciones supera su capacidad nominal.

Tal como ocurrió en el año 2023, el autotransformador Valladolid AT7 presentó sobrecarga ante indisponibilidad de la unidad 4 en 115 kV de CC Valladolid II, además del incremento significativo de demanda en la península de Yucatán por lo cual fue necesario realizar seccionamientos de red que permitieron llevar el autotransformador a operar con flujos de potencia por debajo de su capacidad nominal, esta acción pone en riesgo las condiciones de seguridad y robustez del sistema eléctrico, por lo cual estas maniobras solo deberán ser contempladas en condiciones de emergencia.

A futuro se espera el retiro de las unidades generadoras de Valladolid en 115 kV, sin embargo, se espera en los próximos años la incorporación de energía renovable intermitente de tipo EO y FV a interconectarse en el nivel de tensión de 115 kV, lo que permitirá reducir la carga evitando la saturación de la transformación 230/115 kV (VAD-AT7).

En la Figura 9.2.4 se muestra diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia Tizimín – Motul.

FIGURA 9.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE influencia AÑO 2030



Por lo mencionado previamente, es necesario que se realice la sustitución del equipo de transformación existente AT7 por un equipo nuevo que permita resolver la problemática actual.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico la SE Valladolid las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1:

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación de 225 MVA de capacidad, compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (incluye fase de reserva) con relación de transformación 230/115 kV en la Subestación Eléctrica Valladolid (1).

Alternativa 2:

TRANSMISIÓN:

- LT doble circuito con una longitud estimada de 0.1 km-L, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV de la SE Valladolid Sur para entroncar la LT Kanasín Potencia 93080 Valladolid (1).
- LT doble circuito con una longitud estimada de 2 km-L, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para la conexión de la nueva Subestación Eléctrica Valladolid Sur con la SE Valladolid (2).

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación de 225 MVA de capacidad, compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, para formar un autotransformador de 225 MVA de capacidad (incluye fase de reserva) con relación de transformación 230/115 kV en la nueva Subestación Eléctrica Valladolid Sur (3).

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Cuatro alimentadores en 115 kV, dos en la SE Valladolid Sur y dos en la SE Valladolid para la conexión de las líneas de trasmisión en 115 kV (4).
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Valladolid Sur para la conexión de la LT Kanasín Potencia 93080 Valladolid (5).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: julio de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2030.

En las Figuras 9.2.5 y 9.2.6 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 252.19 millones de pesos de 2024 (14.748 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Considerando el COPAR 2024. Adicionalmente en el Cuadro 9.2.8 se muestra el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 9.2.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

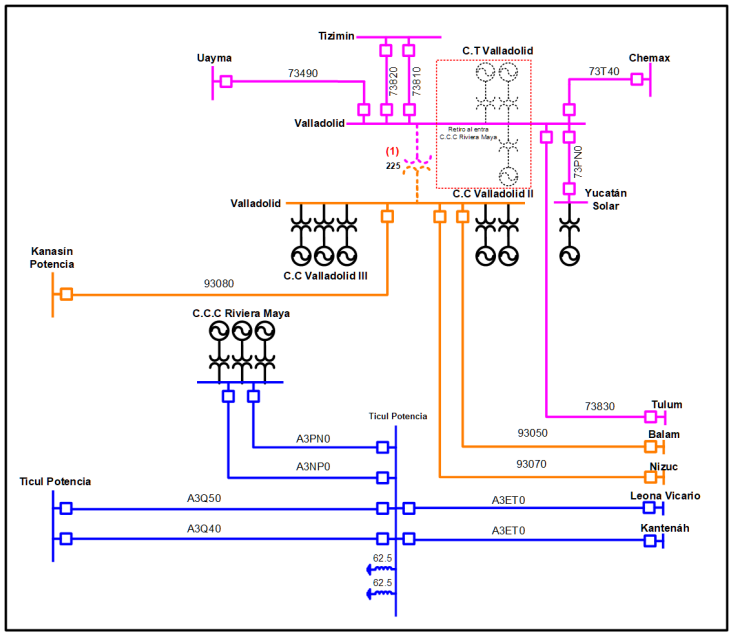
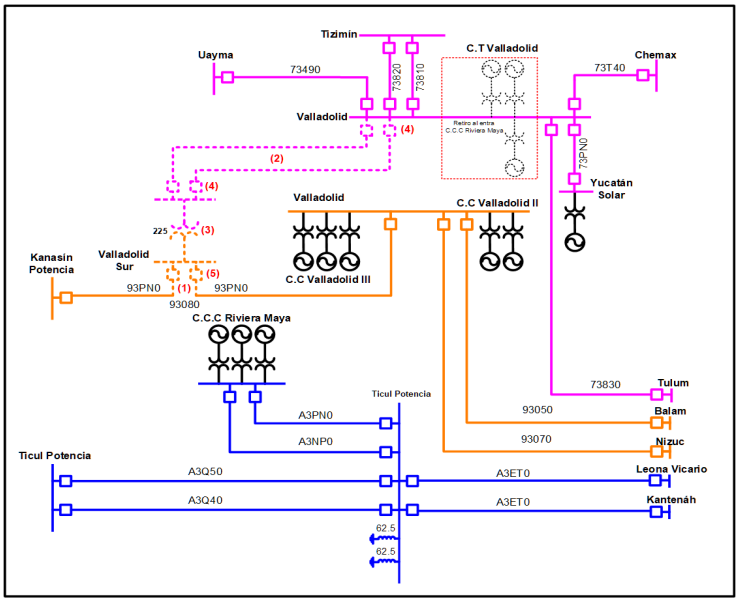


FIGURA 9.2.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 9.2.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Valladolid Banco 7	4	AT	75	230/115	jul-27	dic-30
Total			**300**			

AT Autotransformador

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 439.47 millones de pesos de 2024 (25.7 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Considerando el COPAR 2024. Los Cuadros 9.2.9 al 9.2.11 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.2.9. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Valladolid Sur entronque Valladolid - Kanasín Potencia	230	2	0.2	jul-27	dic-30
Valladolid Sur entronque Valladolid	115	2	4	jul-27	dic-30
Total		4	**4.2**		

CUADRO 9.2.10 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Valladolid Banco 7	4	AT	75.0	230/115	jul-27	dic-30
Total			**300.0**			

AT Autotransformador

CUADRO 9.2.11. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Valladolid Sur	Alimentador ampliación	2	230	jul-27	dic-30
Valladolid Sur	Alimentador ampliación	2	115	jul-27	dic-30
Valladolid	Alimentador ampliación	2	115	jul-27	dic-30
Total		**6**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.2.12 y 9.2.13 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación probabilístico y en el Cuadro 9.2.14 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.2.12. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 1.

Millones de USA $ en VP 2028

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
27.629	359.735	387.364	13.383	373.981	28.94

CUADRO 9.213. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 2.

Millones de USA $ en VP 2028

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.358	180.891	181.249	23.321	157.927	7.77

CUADRO 9.2.14. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	Igual	Igual
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Complejidad constructiva	**Menor**	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**252.19**	439.47

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

10

Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

10. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

En este Capítulo se presenta una serie de proyectos que actualmente se encuentran en estudio por parte del CENACE y se identifican refuerzos de la RNT preliminares. Algunos de los proyectos ya cuentan con Estudios económicos y Estudios electrotécnicos de estado estacionario, sin embargo, aún requieren de mayor análisis para fortalecer su justificación, generalmente estos proyectos son del horizonte de mediano-largo plazos (η+6 a η+14) y requieren definiciones de firmeza en proyectos de CE o Centros de Carga.

Otros tienen información preliminar por parte del CENACE como resultado del plan de expansión de generación indicado en el PVIRCE 2025-2039 en el mediano-largo plazos.

10.1. Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT

10.1.1. P25-NT4 Durango Banco 3

Diagnóstico operativo.

La zona Durango atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Durango y su zona conurbada, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de LT en los niveles de tensión de 230 y 115 kV que interconectan las SE que la constituyen (Red Eléctrica anillada). En la Red Eléctrica de Durango se cuenta con quince proyectos FV, once en la Red Eléctrica de 115 kV con 174 MW y cuatro en la Red Eléctrica en 230 kV con 190, para un total de 364 MW totales.

La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de 3 SE que cuentan con transformación de 230/115 kV, las cuales son Durango Dos (2x100 MVA), Jerónimo Ortiz Martínez (2x100 MVA) y Canatlán Potencia (1x100 MVA) para un total de 500 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 10.1.1.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las LT, así como las SE de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la Ciudad de Durango, Durango.

En la Figura 10.1.1.2 y 10.1.1.3 se muestra el comportamiento de las demandas máximas instantáneas horarias en la zona Durango durante el 2024. La demanda máxima de Ciudad de Durango en 2024 fue de 379 MW, esta demanda se mantiene tanto en horario vespertino (28 de mayo de 2024 a las 13:00:00 horas) como nocturno (08 de mayo de 2024 a las 20:27:00 horas), sin embargo, la carga máxima que toman los autotransformadores de 230/115 kV de la zona es en la noche (sin considerar la generación FV).

FIGURA 10.1.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025

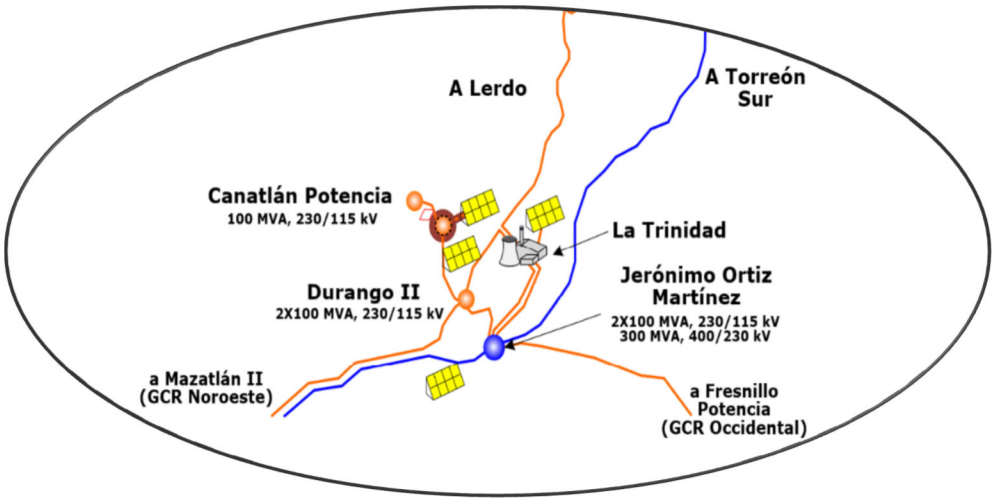


FIGURA 10.1.1.2. DEMANDA MÁXIMA INSTANTANEA HORARIA EN LA ZONA DURANGO

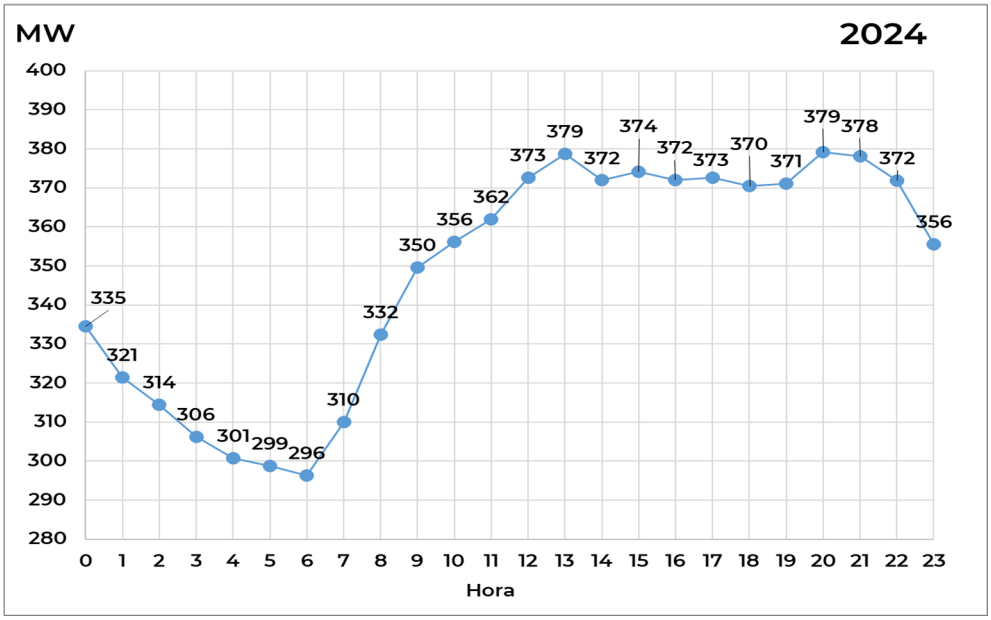
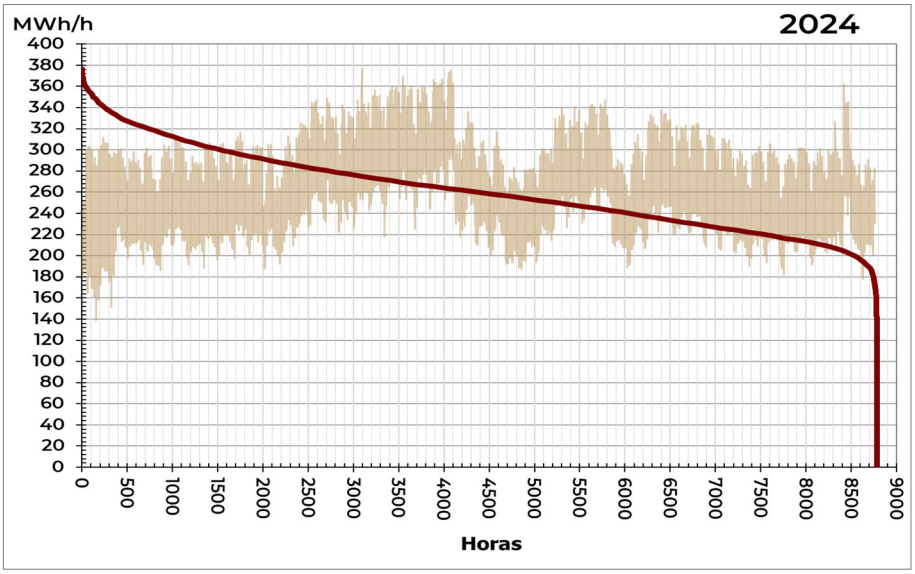
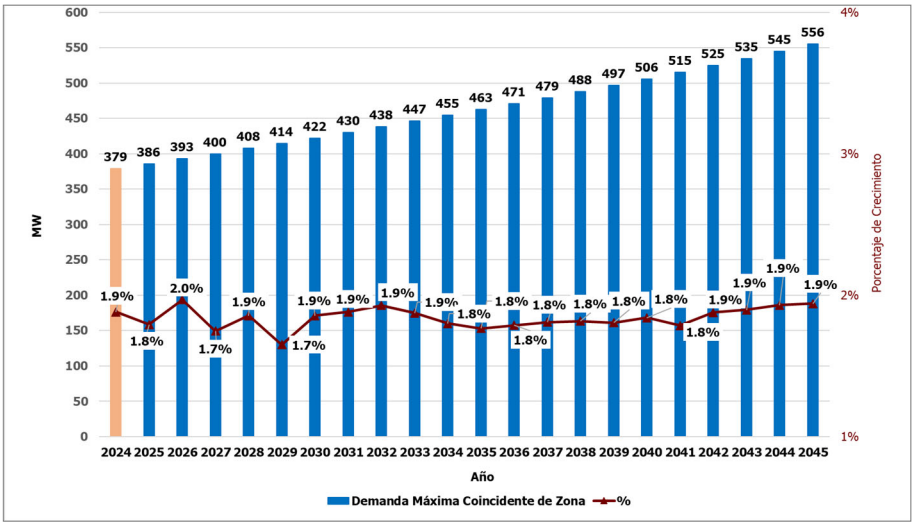


FIGURA 10.1.1.3. CURVA DE DURACIÓN DE DEMANDA DE LA ZONA URBANA DE DURANGO EN 2024



En la Figura 10.1.1.4. se muestra el pronóstico de la demanda máxima de la zona urbana de la Ciudad de Durango de acuerdo con el PDS 2025-2039.

FIGURA 10.1.4. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA DURANGO



De acuerdo con el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS 2025 – 2039), se espera una demanda máxima coincidente de zona (DMCZ) de 422 MW en 2030, lo que representa un crecimiento promedio del 1.7% (Figura 10.1.1.4), ante esta demanda y ante Red Eléctrica Completa (sin contingencia) se espera que se presenten cargas en los autotransformadores de la SE Durango Dos (AT-98 y DGD AT-99) de 100 MVA cada uno y con relación de transformación 230/115 por arriba de su capacidad nominal (ver Figura 10.1.5 y 10.1.6), estas irán en aumento conforme pasen los años.

Ante la ocurrencia de contingencia sencilla de una de las Líneas de Transmisión en 230 kV y/o 115 kV y/o ante disparo de transformación de 230 a 115 kV, ocasiona sobrecargas en los otros autotransformadores de la región por arriba del límite permitido del 120 % de carga y sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona; para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR's afectando una cantidad importante de carga en la ciudad de Durango.

En las Figuras de la 10.1.1.5. y 10.1.1.6 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la zona de Durango, en la condición de demanda máxima de 2024 y el pronóstico para 2030. Los autotransformadores de la SE Durango Dos (AT-98 y AT-99) operarían con 115 MVA de carga cada uno. Además, el tiempo que los autotransformadores en Durango Dos (AT-98 y AT-99) es de 55 y 58 horas respectivamente, impactando en la vida útil de estos.

En caso de no proponer obras de ampliación que solvente la problemática de sobrecarga se tendría energía en riesgo.

FIGURA 10.1.1.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE DURANGO DOS AT-98 EN 2024 Y PRONOSTICO PARA 2030

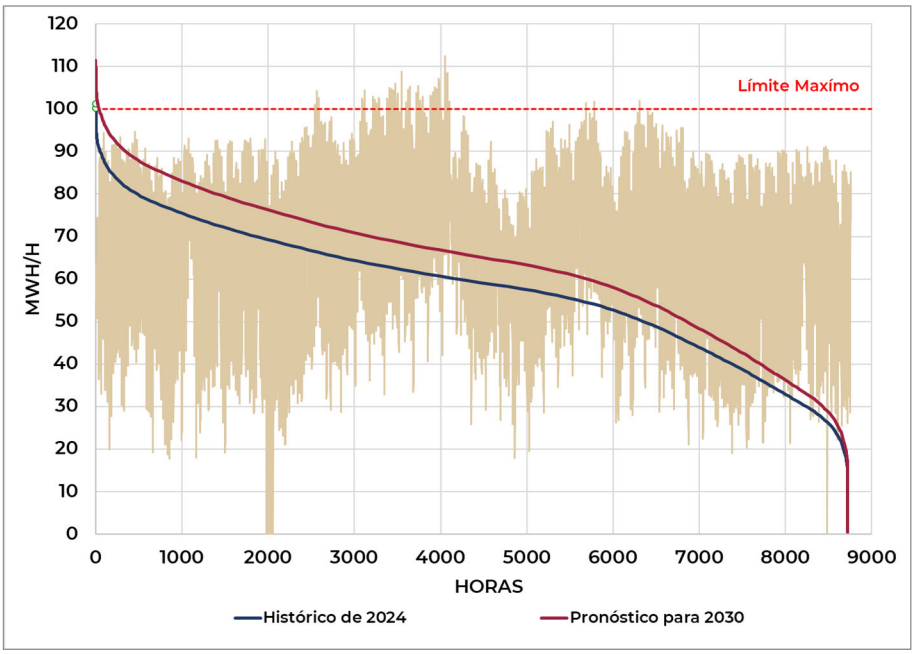
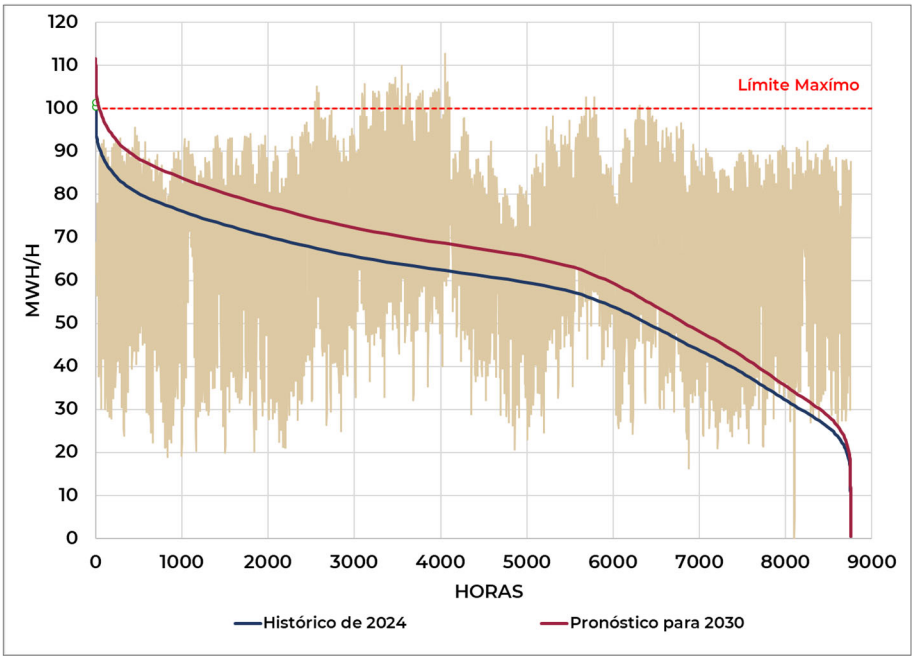


FIGURA 10.1.1.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE DURANGO DOS AT-99 EN 2024 Y PRONÓSTICO PARA 2030



Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es bastante alto.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la zona y/o un EAR adicional para solventar le problemáticas futuras. Acción necesaria para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la zona Durango y evitar eventos como el descrito anteriormente.

Por tales motivos, derivado al crecimiento de la demanda en la zona Durango, se presenta la necesidad de incrementar la capacidad de transformación hacia 115 kV.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la zona Durango manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de ampliación:

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en un nuevo autotransformador en la SE Durango Dos de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV, la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 115 kV y un capacitor de 15 MVAr en la SE Nuevo Ideal.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un nuevo banco de transformación de 100 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 230/115 en la SE Durango II compuesto por tres unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una (no incluye fase de reserva).

OBRAS DE TRANSMISIÓN:

- Construcción de una Línea de Trasmisión de un circuito, con una longitud estimada de 3.75 km, compuesta por un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada y operada en 115 kV de la SE Durango Uno a la SE Cerro del Mercado.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Nuevo Ideal.

EQUIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Instalación de un alimentador en 115 kV en la SE Durango Uno.
- Instalación de un alimentador en 115 kV en la SE Cerro del Mercado.
- Adecuaciones en la SE Durango Dos y Nuevo Ideal, asociadas con la conexión que pudiera surgir de una revisión detallada por el Transportista de la CFE.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la sustitución de bancos de transformación en la SE Durango Dos (2x100 MVA y relación de transformación 230/115 kV) por un banco de transformación de 300 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV.

OBRAS DE TRANSFORMACIÓN:

- Sustitución e instalación de un nuevo banco de transformación en la SE Durango Dos de 400 MVA de capacidad instalada y relación de transformación de 115/230 kV compuesto por 4 unidades monofásicas de 100 MVA cada uno (incluye fase de reserva) por los 2 existentes en la SE Durango Dos.

OBRAS DE COMPENSACIÓN:

- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Nuevo Ideal.

EQUIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Adecuaciones en la SE Durango Dos y Nuevo Ideal, asociadas con la conexión que pudiera surgir de una revisión detallada por el Transportista de la CFE.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 10.1.1.7 y 10.1.1.8 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 10.1.1.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

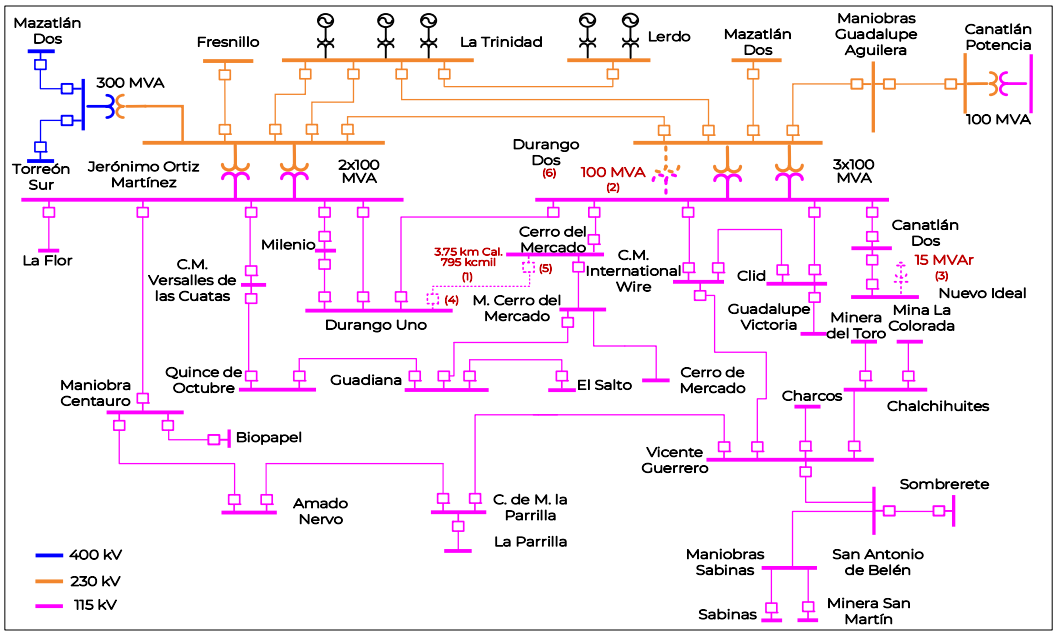
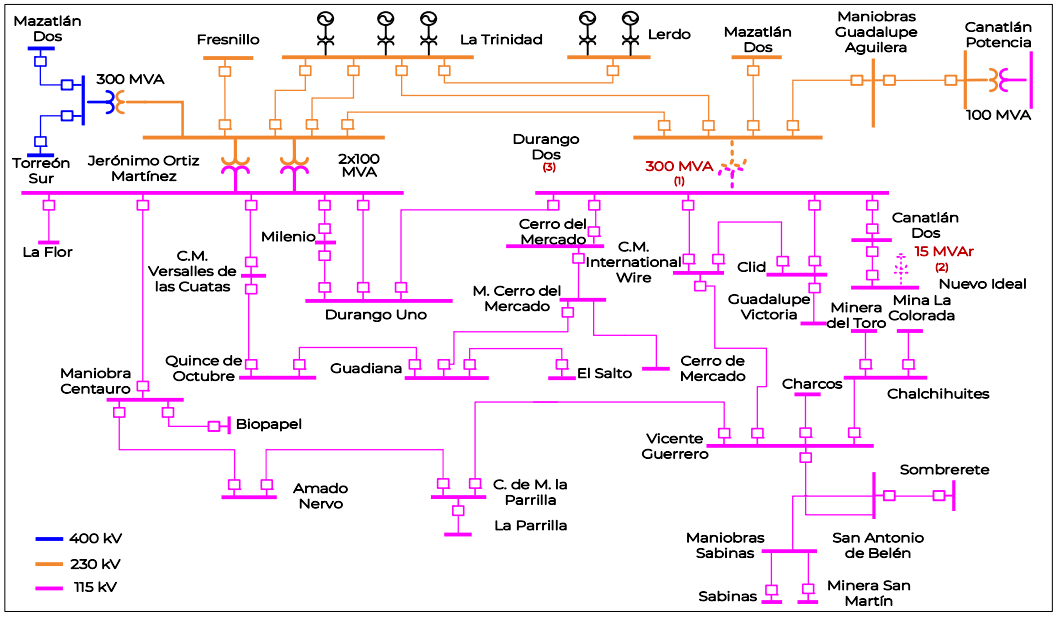


FIGURA 10.1.1.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

La Alternativa 1 consiste en la construcción de un nuevo autotransformador de 100 MVA relación 230/115 kV, una Línea de Transmisión en 115 kV de aprox. 3.75 km y compensación de potencia reactiva capacitiva en 115 kV.

Los Cuadros 10.1.1. al 10.1.4. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 10.1.1.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO DURANGO BANCO 3 (ALTERNATIVA 1)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Durango Uno-Cerro del Mercado (Nueva)	115	1	3.75	abr-30	abr-30
Total			**53.0**		

CUADRO 10.1.1.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO DURANGO BANCO 3 (ALTERNATIVA 1)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Durango Dos Banco 3	4	AT	133.33	230/115	abr-30	Norte
Total			**133.0**			

CUADRO 10.1.1.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO DURANGO BANCO 3 (ALTERNATIVA 1)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Ideal MVAr	Capacitor	115	15	abr-30	abr-30	Norte
Total			**15**			

CUADRO 10.1.1.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Durango Uno	Alimentador ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Cerro del Mercado	Alimentador ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Total		**2**			

La Alternativa 2 consiste en la construcción de un nuevo autotransformador de 300 MVA relación 230/115 kV (Sustitución de los actuales DGD AT-98 y AT-99 de 100 MVA) y compensación de potencia reactiva capacitiva en 115 kV.

Los Cuadros 10.1.1.5. y 10.1.1.6. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 10.1.1.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Durango Dos Banco 3	4	AT	400	230/115	abr-30	abr-30	Norte
Total			**400**				

CUADRO 10.1.1.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
1 Nuevo Ideal MVAr	Capacitor	115	15	abr-30	abr-30	Norte
Total			**15**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 10.1.1.7. y 10.1.1.8. se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de demanda incremental y en el Cuadro 10.1.1.9. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 10.1.1.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	1,785.34	16.05	2,271.84	244.126	264.0	2.19

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 10.1.1.8. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	1,369.05	33.88	1,760.74	272.504	143.3	1.58

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 10.1.1.9. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda de energía eléctrica	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	244.12	272.50
Relación Beneficio/Costo	2.14	1.53

10.1.2. E25-BC1 Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV de la Red Eléctrica que suministra las ciudades de Tijuana y Tecate

Se han realizado los estudios electrotécnicos y económicos para definir las obras necesarias para incrementar la capacidad de transmisión al operar la zona Tijuana y la Zona Tecate en 115 kV. Para ello, se ha identificado la necesidad de realizar la primera fase del cambio de tensión la cual se propone en el P25-BC2. Además, se realizan los estudios complementarios para determinar el resto de las obras y las etapas constructivas que permitan en el año 2035 la terminación de obras y la operación a 115 kV de la zona Tijuana. Por lo anterior, la Fase 1 de la Alternativa 1 está integrada en el proyecto P25-BC2, mientras que las fases subsecuentes serán identificadas y programas en los próximos PAMRNT de los años siguientes.

Diagnóstico operativo

La Zona Tijuana y la Zona Tecate en 2024 alcanzaron un valor de demanda integrado de 1,221 MW de carga que representa un incrementó un 7.86% respecto al año 2023 y durante los últimos 5 años presenta un crecimiento promedio de 4.42%. La Red Eléctrica principal en la zona Tijuana opera en 230 kV e interconecta las ciudades de Tijuana y Tecate que operan a un nivel de tensión de 69 kV a través de bancos de transformación con las siguientes características:

- 2 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Metrópoli Potencia.
- 3 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Tijuana I. Además, se ha instalado un banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115/69 kV.
- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115/69 kV en la SE La Herradura.
- 2 bancos de transformación de 100 MVA de capacidad y relación 230/69 kV cada uno en la SE Panamericana Potencia.
- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115 kV en la SE Rubí.

Los Bancos de transformación descritos, en conjunto tienen una capacidad de transformación de 1,375 MVA, debido a que el pasado 19 de diciembre de 2024 se presentó la entrada en operación del proyecto P19-BC1 Tijuana I Banco 4este elemento con las siguientes características:

- 1 banco de transformación de 225 MVA de capacidad con relación de transformación 230/115/69 kV en SE Tijuana I.

Las Subestaciones Eléctricas en la ciudad de Tecate: SE Tecate Uno, SE Tecate Dos, SE Parque Industrial Bajío y SE Encinal, así como las que están ubicadas en la parte oriente de Zona Tijuana: SE Tijuana I, SE Metrópoli Potencia, SE Florido y SE Francisco Villa se suministran de energía eléctrica a través de la Red Eléctrica en 69 KV, en su mayoría con Líneas de Transmisión calibre 795 kcmil tipo ACSR aisladas en 115 kV, operando actualmente en 69 kV. La capacidad de transmisión máxima que presenta un conductor calibre 795 ACSR en 69 kV es de 108 MVA, sin embargo, algunas de las Líneas de Transmisión descritas presentan restricciones en su capacidad de transmisión de potencia por elementos serie, como son: transformador de corriente, cuchillas o buses, limitando su capacidad de transmisión a magnitudes menores a 108 MVA.

Con el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en las Subestaciones Eléctricas al oriente de la zona Tijuana se presentan problemáticas de cargabilidad en la Red Eléctrica en 69 kV, situación que ha llevado a implementar esquemas de corte de carga y seccionamiento de red controlada, sin embargo, de no adicionar

infraestructura eléctrica en la zona se tendrá la necesidad de incrementar los montos de corte de carga para mantener la seguridad y Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión.

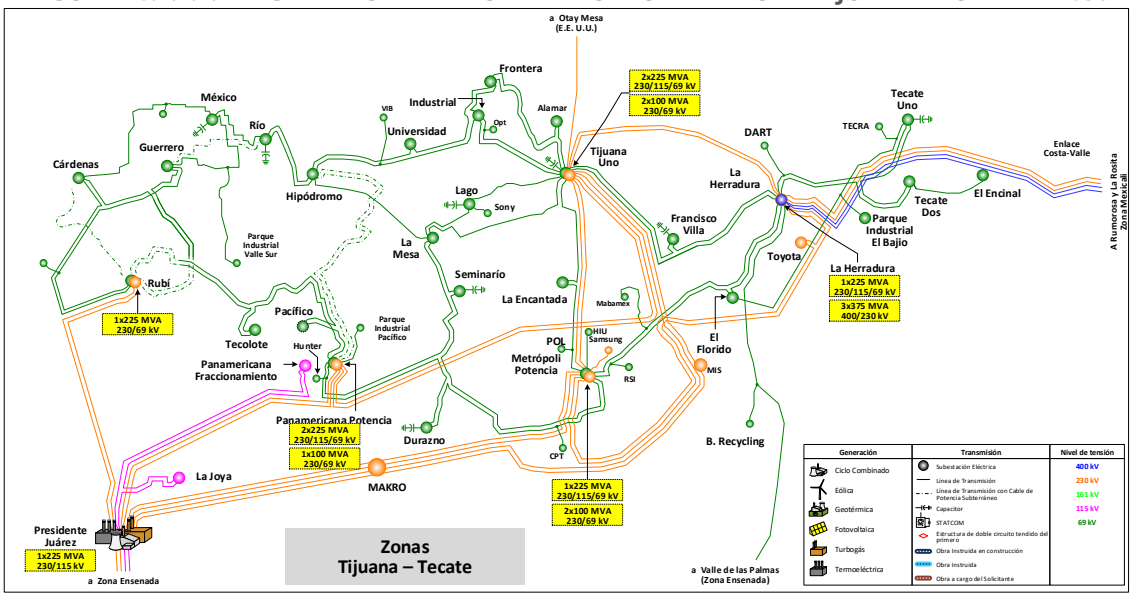
Al interior de la Zona Tijuana-Tecate no se cuenta con CE de generación en la Red Eléctrica de 69 kV por lo que el abastecimiento de energía eléctrica se transmite a través de los bancos de transformación con relación 230/69 kV. Debido a que las características eléctricas de los bancos de transformación 230/69 kV en la zona son diferentes, la cargabilidad en algunos elementos de transformación en distintos puntos de operación llegan a presentar magnitudes del 90% con base en sus capacidades nominales, se prevé que estos valores incrementen con el crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica. Las condiciones de operación se agravan ante la ocurrencia de contingencias sencillas de Líneas de Transmisión o de disparos de bancos de transformación, presentándose sobrecargas en elementos de transmisión y transformación y caída de tensión en las Subestaciones Eléctricas más débiles ocasionando esquemas de corte de carga con magnitudes altas.

Es importante resaltar, que los bancos de transformación en la zona Tijuana-Tecate presentan una relación de transformación que no se utiliza en el resto del SIN, a excepción de la ciudad de Guadalajara y que no se dispone de equipos para sustituir en corto tiempo unidades con falla de los equipos de transformación, por tal motivo, requiere de homologar el nivel de tensión de suministro local en el mediano plazo, con la ventaja de incrementar la capacidad de transmisión y transformación en la Red Eléctrica permitiendo atender los crecimientos futuros esperados en el largo plazo. Además, durante un muchos años por un periodo de tiempo, se han realizado obras de transmisión y transformación con aislamiento en 115 kV, previniendo la conversión a 115 kV.

Por lo anterior, es de gran importancia robustecer la infraestructura eléctrica que permita mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica mediante un proyecto integral de mediano y largo plazo, se presenta el proyecto de la conversión en la operación de tensión de la Zona Tijuana – Tecate, dando solución a las problemáticas identificadas.

En la Figura 10.1.2.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 de la zona Tijuana-Tecate.

FIGURA 10.1.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2030



Descripción de las Alternativas del proyecto que atienden la problemática identificada

Para resolver la problemática de capacidad de transmisión de la zona Tijuana, preservando la Calidad de suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema permitiendo así atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio se identifica la necesidad de realizar el proyecto mediante 4 etapas dentro de las cuales se realiza el cambio de tensión de la zona Tijuana a 115 kV.

Alternativa 1

Etapa 1 - Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al oriente de la ciudad de Tijuana y Tecate

Debido a que el proyecto de cambio de tensión se realizará de manera gradual, la primera etapa del cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tijuana-Tecate a 115 KV tiene fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2030. La primera etapa consiste en el cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tecate y la parte oriente de zona Tijuana en donde la mayoría de los elementos se encuentran aislados en 115 kV operando en 69 kV, los cuales se encuentran en condiciones de cambiar de tensión minimizando así la inversión requerida, para posteriormente poder llevar a cabo de una manera secuencial por etapas la conversión total de la Red Eléctrica de zona Tijuana.

TRANSMISIÓN:

Dentro del área de influencia existen elementos de transmisión aislados en 115 kV, los cuales operan actualmente en 69 kV, al cambiar su operación a 115 kV su capacidad de transmisión incrementará.

Línea de Transmisión Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 2.1 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Línea de Transmisión Metrópoli Potencia - Tijuana I de aproximadamente 8 km en 115 kV, un conductor por fase calibre 795 ACSR. Tendido del tercer circuito que se montará sobre una torre existente de 4 circuitos que aloja dos circuitos en 230 kV.

TRANSFORMACIÓN:

Dentro del área de influencia en estudio, se identifican elementos de transformación en las Subestaciones Eléctricas: Tijuana I, La Herradura y Metrópoli Potencia con relación de transformación 230/115/69 kV, los cuales cambiarán de relación de tensión de operación de 230/69 kV a 230/115 kV para estar en condiciones de realizar el cambio de tensión en la Red Eléctrica. Adicionalmente a los elementos identificados en condiciones de operación para 115 kV, se presentan los siguientes bancos de transformación necesarios:

- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE El Florido con una capacidad de 40 MVA y relación de transformación 115/69 kV cada uno. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE El Florido con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Tijuana I con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Metrópoli Potencia con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Francisco Villa con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Tecate Dos con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 30 MVAr ubicado en la SE Encinal en 115 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos Alimentadores en 115 kV en la SE Parque Industrial Bajío para la interconexión de la LT Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno en 115 kV.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Metrópoli Potencia para interconexión de la LT hacia SE Tijuana I.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Tijuana I para interconexión de la LT hacia SE Metrópoli Potencia.

Adicionalmente, se considerarán adecuaciones necesarias que incluyan el reemplazo de interruptores que superen su capacidad interruptiva por corto circuito en las Subestaciones Eléctricas que cambiarán de nivel de tensión, así como también las adecuaciones en las SE Tijuana I, SE La Herradura y SE Metrópoli Potencia para operar el banco de transformación con la barra de 115 kV.

En las Figuras 10.1.2.2 a 10.1.2.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana-Tecate previo a la entrada del proyecto y con la etapa 1 de la Alternativa 1 respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas, por otra parte, resaltado en color amarillo se marcan los elementos que están aislados a 115 kV, mismos que cambiaran de operación de tensión en esta primera etapa.

FIGURA 10.1.2.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DE LA FASE 1 EN 2030 PREVIO AL PROYECTO

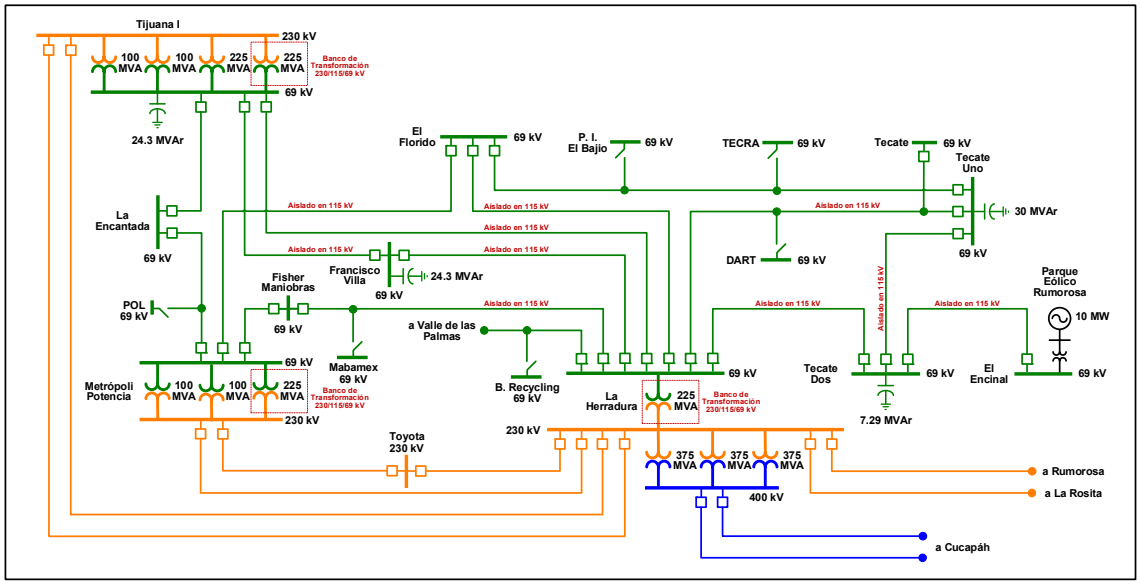


FIGURA 10.1.2.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030, ETAPA 1 PARA LA ALTERNATIVA 1

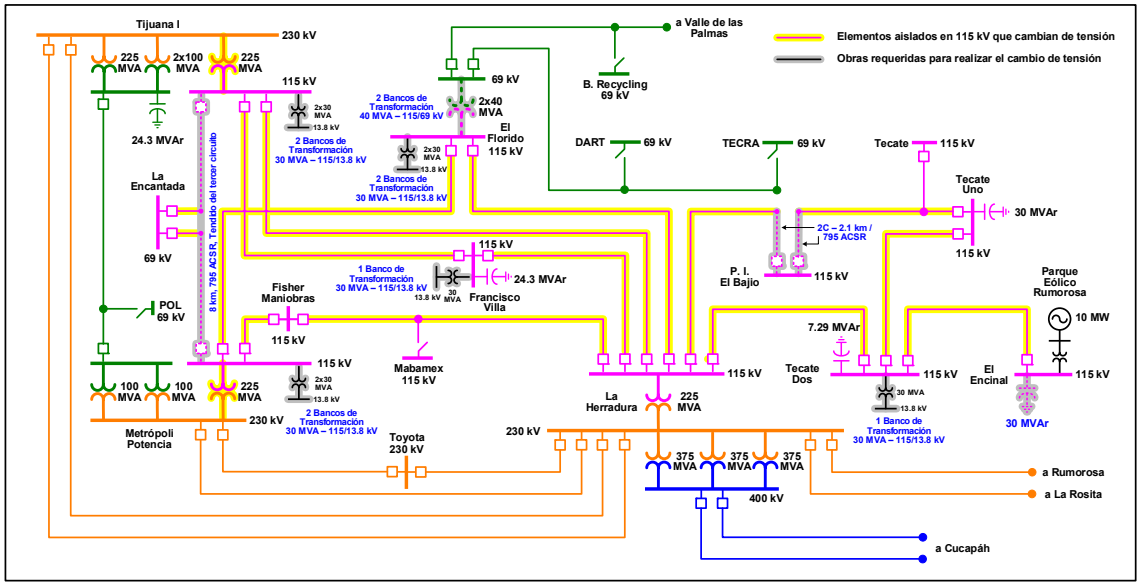
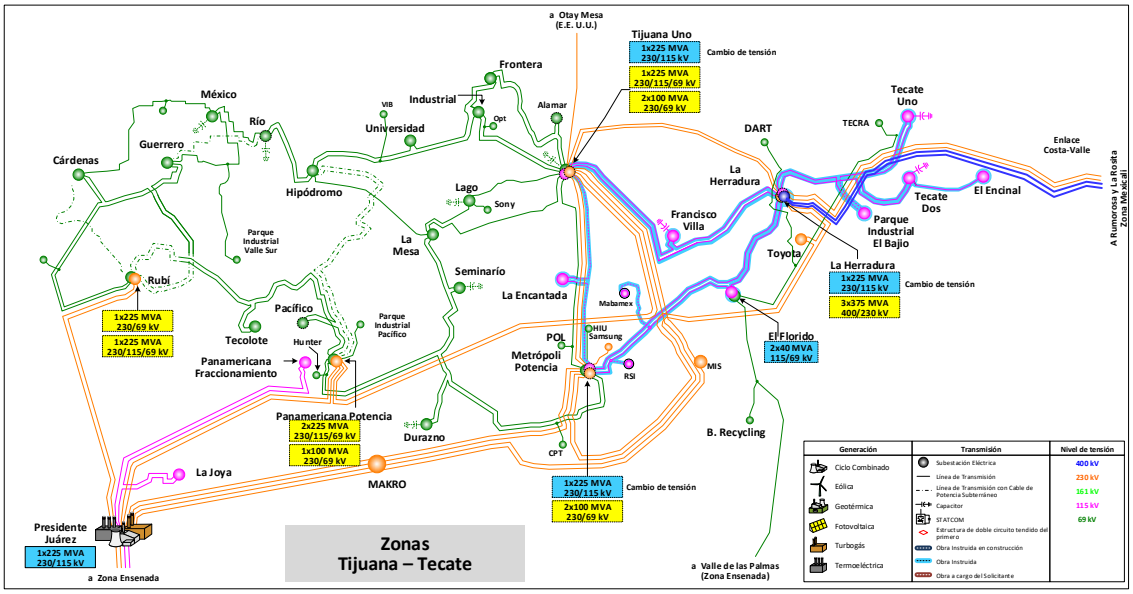


FIGURA 10.1.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2030, ETAPA 1 DE LA ALTERNATIVA 1



Etapa 2 - Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al centro y norte de la ciudad de Tijuana

Debido a que el proyecto de cambio de tensión se realizará de manera gradual, la segunda etapa del cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tijuana-Tecate a 115 KV tiene fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2032, la cual consiste en cambiar de tensión las Subestaciones Eléctricas Tijuana I, Frontera, Alamar, Industrial, Universidad, Hipódromo y Panamericana Potencia, dentro del área de influencia de la Etapa 2 se tienen elementos de transmisión y transformación aislados en 115 kV operando en 69 kV, los cuales se encuentran en condiciones de cambiar de tensión minimizando así la inversión requerida.

TRANSMISIÓN:

Dentro del área de influencia existen elementos de transmisión aislados en 115 kV, los cuales operan actualmente en 69 kV, al cambiar su operación a 115 kV su capacidad de transmisión incrementará.

Línea de Transmisión Tijuana I - Industrial en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 6 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Línea de Transmisión Universidad - Industrial en 115 kV de aproximadamente 3.98 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Línea de Transmisión Universidad - Hipódromo en 115 kV de aproximadamente 5.17 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Línea de Transmisión Hipódromo - Industrial en 115 kV de aproximadamente 8.2 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Línea de Transmisión Panamericana Fraccionamiento - La Joya entronque Panamericana Potencia - 63640 - Hipódromo en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 1.4 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

TRANSFORMACIÓN:

Dentro del área de influencia en estudio, se identifica un banco de transformación en la SE Panamericana Potencia y un banco de transformación en la SE Tijuana I, ambos con relación de transformación 230/115/69 kV, los cuales cambiarán de relación de tensión de operación de 230/69 kV a 230/115 kV para estar en condiciones de realizar el cambio de tensión en la Red Eléctrica. Adicionalmente a los elementos identificados en condiciones de operación para 115 kV, se presentan los siguientes bancos de transformación necesarios:

Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Universidad con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Frontera con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Adicionalmente, se considerarán adecuaciones necesarias que incluyan el reemplazo de interruptores que superen su capacidad interruptiva por corto circuito en las Subestaciones Eléctricas que cambiarán de nivel de tensión, así como también las adecuaciones en la SE Panamericana Potencia para operar el banco de transformación con la barra de 115 kV.

En la Figura 10.1.2.5 y Figura 10.1.2.6 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana con la etapa 2 de la Alternativa 1, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas, por otra parte, resaltado en color amarillo se marcan los elementos que están aislados a 115 kV, mismos que cambiarán de operación de tensión en esta segunda etapa.

FIGURA 10.1.2.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2032, ETAPA 2 PARA LA ALTERNATIVA 1

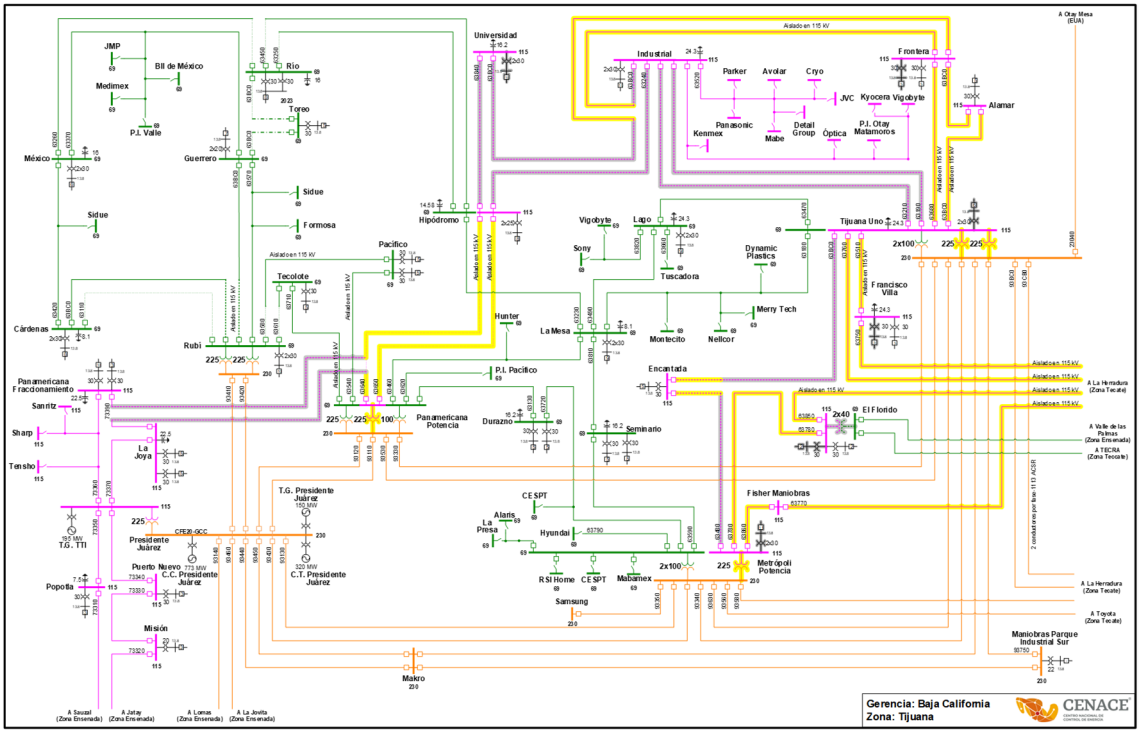
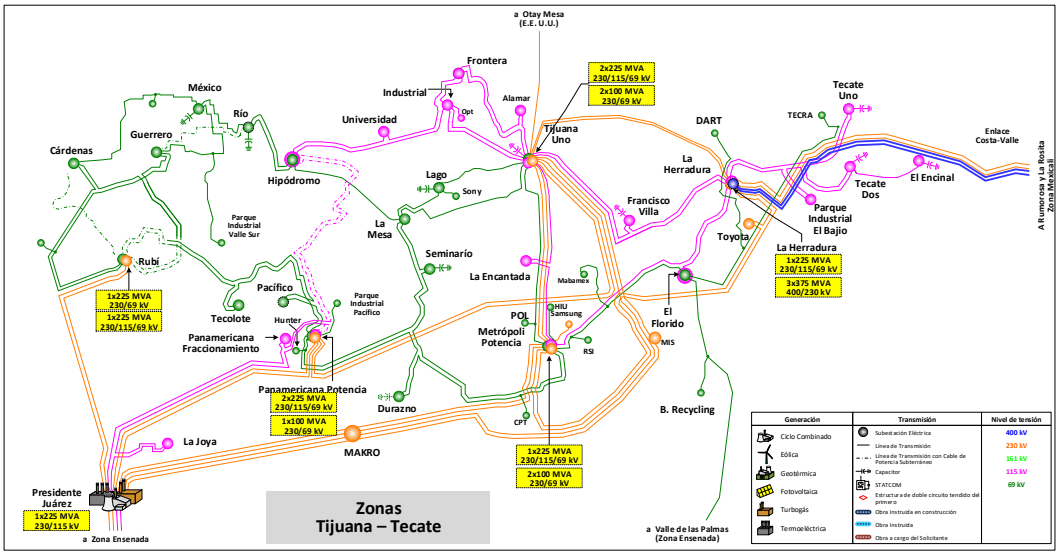


FIGURA 10.1.2.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2032, ETAPA 2 DE LA ALTERNATIVA 1



Etapa 3 - Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al centro y poniente de la ciudad de Tijuana y Tecate

Debido a que el proyecto de cambio de tensión se realizará de manera gradual, la tercera etapa del cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tijuana-Tecate a 115 KV tiene fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2034. La tercera etapa del cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tijuana a 115 KV, consiste en cambiar de tensión las Subestaciones Eléctricas Rubí, Río, Guerrero, Cárdenas, Pacifico y Tecolote, dentro del área de influencia de la etapa 3 se tienen elementos de transmisión y transformación aislados en 115 kV operando en 69 kV, los cuales se encuentran en condiciones de cambiar de tensión minimizando así la inversión requerida.

TRANSMISIÓN:

Dentro del área de influencia existen elementos de transmisión aislados en 115 kV, los cuales operan actualmente en 69 kV, al cambiar su operación a 115 kV su capacidad de transmisión incrementará.

- Línea de Transmisión Río - Hipódromo en 115 kV, torre de doble circuito de aproximadamente 3.19 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Cárdenas - Guerrero en 115 kV de aproximadamente 8.05 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Cárdenas - Rubí en 115 kV de aproximadamente 9.24 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

TRANSFORMACIÓN:

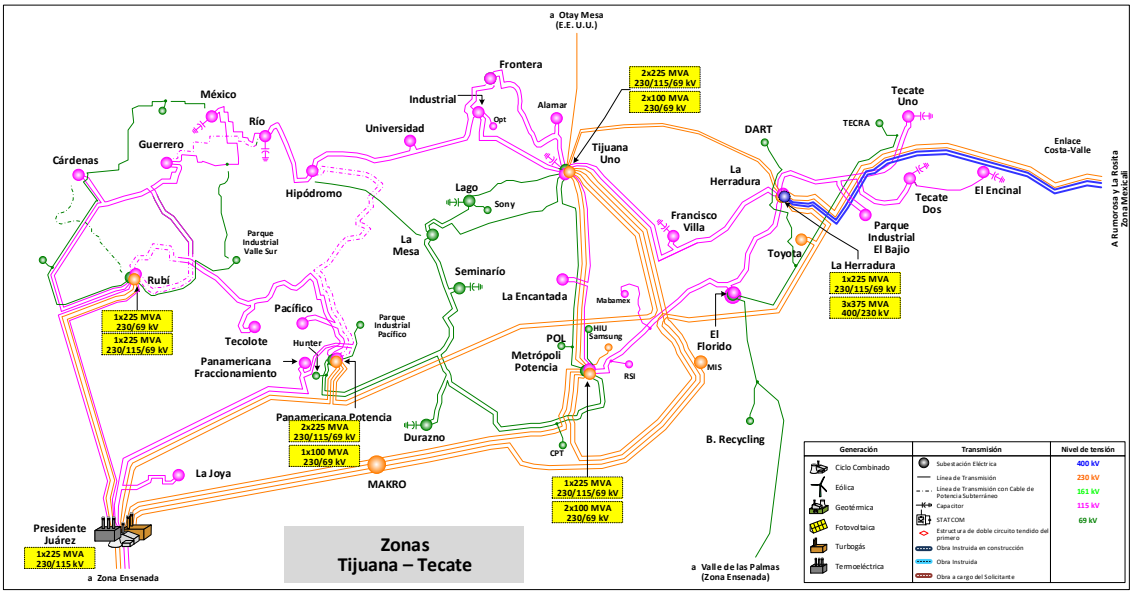
Dentro del área de influencia en estudio, se identifica el banco de transformación en las SE Rubí con relación de transformación 230/115/69 kV, el cual cambiará de relación de tensión de operación de 230/69 kV a 230/115 kV para estar en condiciones de realizar el cambio de tensión en la Red Eléctrica. Adicionalmente a los elementos identificados en condiciones de operación para 115 kV, se presentan los siguientes bancos de transformación necesarios:

- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Cárdenas con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Río con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Rubí con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Guerrero con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Adicionalmente, se considerarán adecuaciones necesarias que incluyan el reemplazo de interruptores que superen su capacidad interruptiva por corto circuito en las Subestaciones Eléctricas que cambiarán de nivel de tensión, así como también las adecuaciones en la SE Rubí para operar el banco de transformación con la barra de 115 kV.

En la Figura 10.1.2.7 se muestra el diagrama unifilar simplificado del área de influencia en la Zona Tijuana con la etapa 3 de la Alternativa 1.

FIGURA 10.1.2.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2034, ETAPA 3 DE LA ALTERNATIVA 1



Etapa 4 - Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV centro y sur de la ciudad de Tijuana

La cuarta etapa del cambio en la operación de tensión de la Red Eléctrica de la zona Tijuana a 115 KV tiene fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2035, la cual consiste en cambiar de tensión a 115 kV las Subestaciones Eléctricas que hasta esta etapa aun operan en 69 kV, considerando algunas cargas industriales en la Red Eléctrica de 69 kV, cabe mencionar que para esta última etapa ya se consideran los bancos de transformación que cuentan con triple relación en las Subestaciones Eléctricas Tijuana, Metrópoli Potencia, Panamericana Potencia y Rubí operando con una relación de transformación 230/115 kV

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión La Joya – Durazno en 115 kV de aproximadamente 21 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Panamericana Potencia – La Mesa en 115 kV de aproximadamente 21.2 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Metrópoli Potencia – Seminario en 115 kV de aproximadamente 13.5 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Metrópoli Potencia – Durazno en 115 kV de aproximadamente 11.3 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Metrópoli Potencia – La Mesa en 115 kV de aproximadamente 15 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Seminario – La Mesa en 115 kV de aproximadamente 5.3 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión La Mesa - Hipódromo en 115 kV de aproximadamente 5.6 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión La Mesa - Lago en 115 kV de aproximadamente 3.0 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

- Línea de Transmisión Tijuana I - Lago en 115 kV de aproximadamente 4.7 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión México - Guerrero en 115 kV de aproximadamente 5.5 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión México - Río en 115 kV de aproximadamente 3.0 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Guerrero - Río en 115 kV de aproximadamente 5.6 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Rubí - Guerrero en 115 kV de aproximadamente 11.9 km, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad cada una y relación de tensión de 230/115 kV en la SE Metrópoli Potencia para modernizar el transformador T30 con capacidad de 100 MVA. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad cada una y relación de tensión de 230/115 kV en la SE La Herradura. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE La Mesa con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE Lago con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de dos bancos de transformación trifásicos en la SE México con una capacidad de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Durazno con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Seminario con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Pacifico con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de transformación trifásico en la SE Tecolote con una capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos Alimentadores en 115 kV para entroncar la LT Rubí – Cárdenas en la SE Presidente Juárez.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Durazno para interconexión de la LT hacia SE La Joya.
- Un Alimentador en 115 kV en la SE Metrópoli Potencia para interconexión de la LT hacia SE La Mesa.
- Dos Alimentadores en 115 kV en la SE La Mesa para interconexión de las LT hacia las Subestaciones Eléctricas Metrópoli Potencia y Panamericana Potencia.

Adicionalmente, se considerarán adecuaciones necesarias que incluyan el reemplazo de interruptores que superen su capacidad interruptiva por corto circuito en las Subestaciones Eléctricas que cambiarán de nivel de tensión, así como también las adecuaciones en la SE La Herradura y SE Metrópoli Potencia para operar los bancos de transformación con la barra de 115 kV.

En las Figuras 10.1.2.8 y Figuras 10.1.2.9 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana con la etapa 4 de la Alternativa 1, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas, por otra parte, resaltado en color amarillo se marcan los elementos que están aislados a 115 kV, mismos que cambiarán de operación de tensión en esta etapa.

FIGURA 10.1.2.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2035, ETAPA 4 PARA LA ALTERNATIVA 1

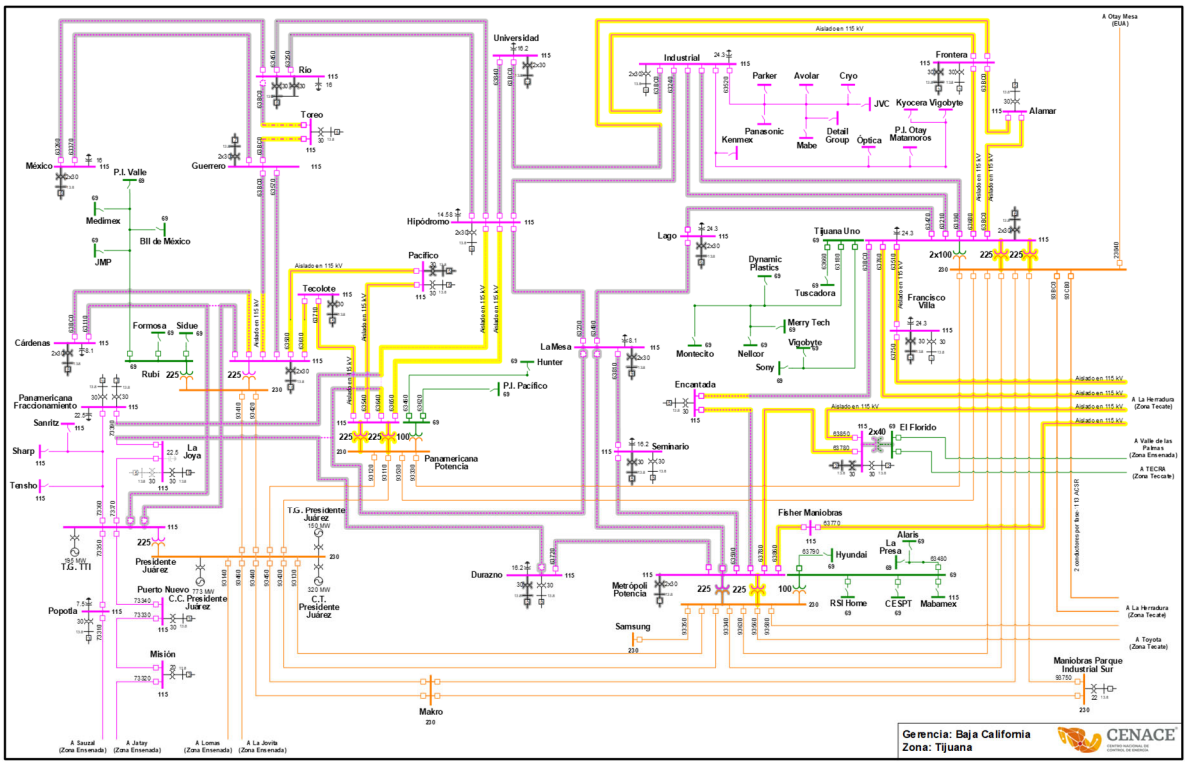
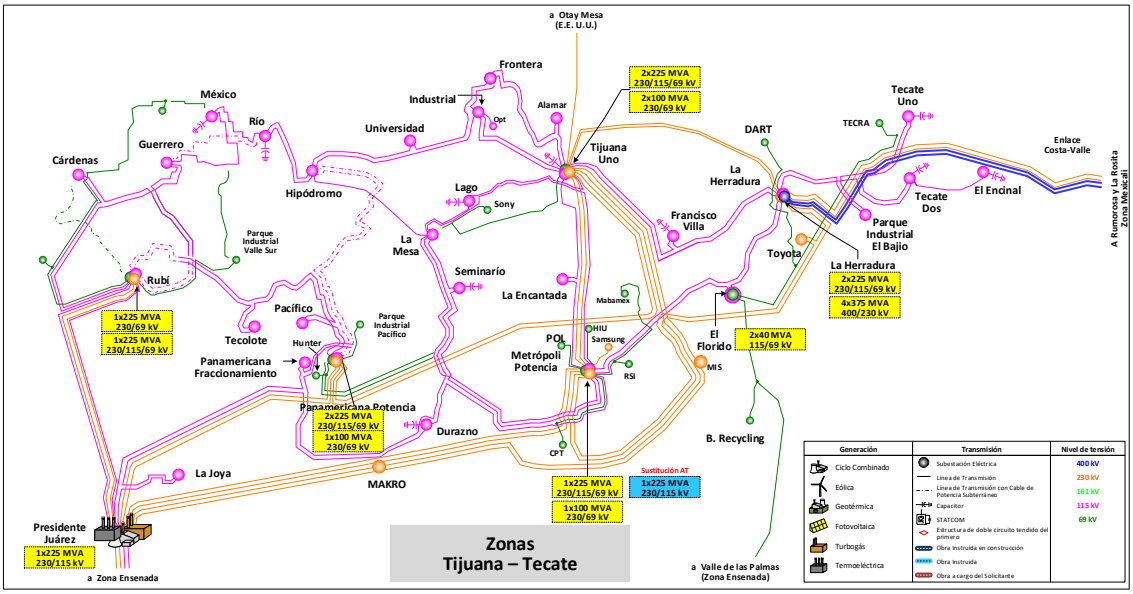


FIGURA 10.1.2.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA TIJUANA-TECATE EN 2035, ETAPA 4 DE LA ALTERNATIVA 1



Alternativa 2

Se considera una expansión de la Red Eléctrica en 69 kV en el largo plazo, realizando obras nuevas que sean necesarias para evitar la saturación de enlaces de transmisión o transformación con aislamiento de tensión en 115 kV. Además, se considera que los equipos de transformación de mayor antigüedad serán reemplazados una vez que concluyan su vida residual de utilidad al sistema eléctrico por equipos con equipos que incluyan un nivel de tensión en 115 kV.

Por lo anterior, para atender el crecimiento de la demanda eléctrica se requiere de una alta infraestructura de transmisión en 69 kV en áreas completamente urbanizadas y comprometidas con espacios reducidos: camellones, calles, avenidas principales y secundarias, que no permiten la incorporación de nuevos elementos de transmisión con disposición aérea, teniendo como única solución el tipo subterráneo con el subsecuente incremento en el costo de la obra, sin embargo, se requieren para incrementar la capacidad de transmisión que permitiría el suministro confiable y seguro de la ciudad de Tijuana y Tecate.

En la Figura 10.1.2.10 y 10.1.2.11. se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la Zona Tijuana-Tecate para la Alternativa 2, solamente se ejemplifican la Etapa 1 con fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2030 y la Etapa 2 con fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2034, el complemento de la obra se encuentra en análisis y su disposición topológica está en definición. En sombreados color gris y azul se marcan las obras propuestas.

FIGURA 10.1.2.10. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 2, ETAPA 1

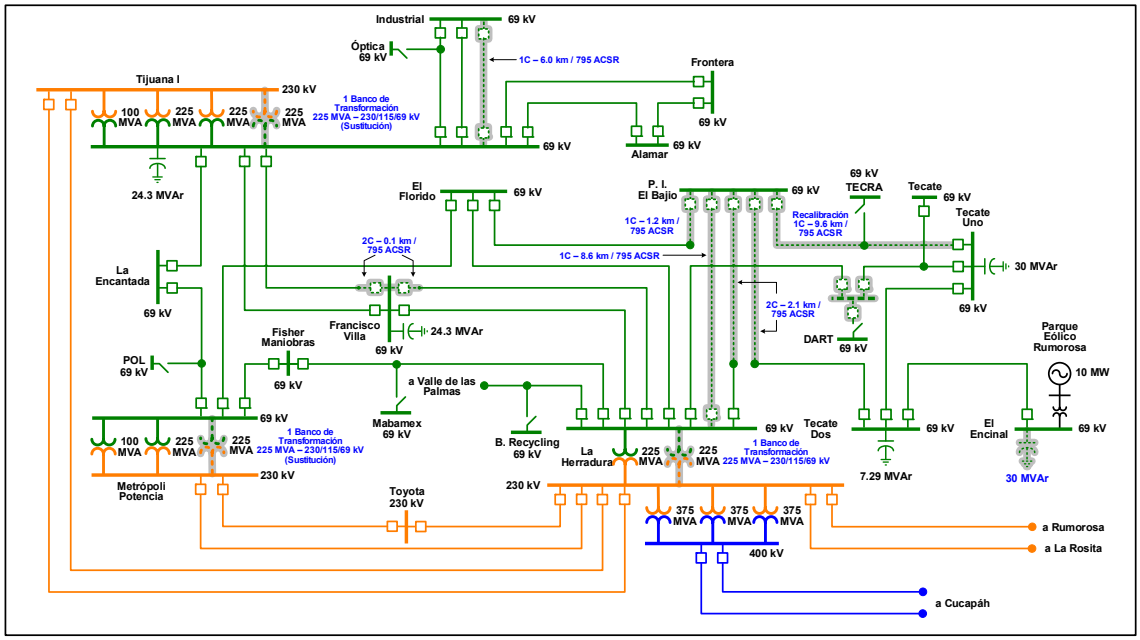
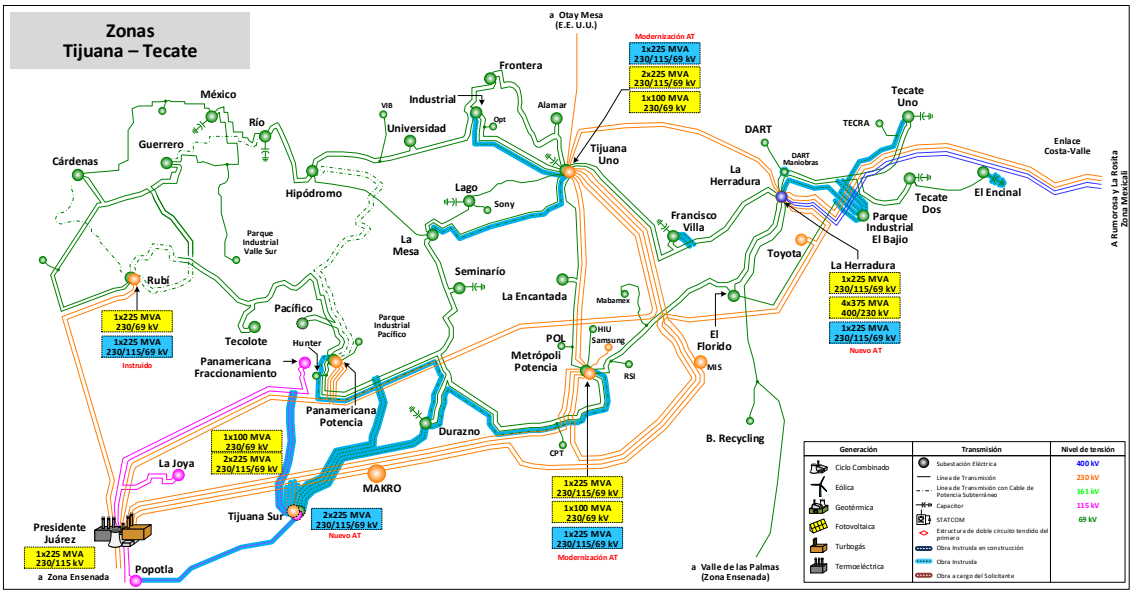


FIGURA 10.1.2.11. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2034 PARA LA ALTERNATIVA 2, ETAPA 2



Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de la Alternativa1 del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030, 2032, 2034 y 2035 para cada una de las fases respectivamente.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030, 2032, 2034 y 2035 para cada una de las fases respectivamente.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de la Alternativa 2 del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030 y 2034 para cada una de las fases respectivamente.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030 y 2034 para cada una de las fases respectivamente.

Resumen de metas físicas del proyecto

Para las Alternativa 1 y 2 se ha considerado como referencia el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación" (COPAR de Transmisión y Transformación en su versión 2024), elaborado por la CFE obteniendo un costo preliminar.

En el costeo definitivo en la Alternativa 1 y 2 se podrá determinar y afinar hasta que el área constructiva realice la evaluación en sitio con base a los requerimientos para construcción, instalación y puesta en servicio de los elementos.

El costo total de inversión estimado para la Alternativa 1 es de 4,801.55 millones de pesos de 2024 (280.79 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). A continuación, se realiza un desglose de las obras y sus respectivas Etapas de la Alternativa 1.

El proyecto para la Alternativa 1 – Etapa 1, tiene un costo de inversión estimado en 735.06 millones de pesos de 2024 (42.99 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 10.1.2.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Uno	115	2	4.2	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia – Tijuana I /1	115	1	8.0	abr-30	abr-30
Total			**12.2**		

1/ Tendido del tercer circuito

CUADRO 10.1.2.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Florido Banco 1	1	T	40	115/69	abr-30	abr-30
El Florido Banco 2 (Ampliación)	1	T	40	115/69	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia	2	T	60	115/13.8	abr-30	abr-30
Tijuana I	2	T	60	115/13.8	abr-30	abr-30
Francisco Villa	1	T	30	115/13.8	abr-30	abr-30
Tecate Dos	1	T	30	115/13.8	abr-30	abr-30
Total			**260**			

T. Transformador trifásico

CUADRO 10.1.2.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Encinal MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-30	abr-30
Total			**30.0**		

CUADRO 10.1.2.4. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parque Industrial Bajío	Alimentador Ampliación	2	115	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Tijuana I	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Total		**4**			

El proyecto para la Alternativa 1 – Etapa 2, tiene un costo de inversión estimado en 685.3 millones de pesos de 2024 (40.08 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 10.1.2.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Industrial - Universidad	115	1	3.98	abr-32	abr-32
Tijuana I - Industrial	115	2	12.00	abr-32	abr-32
Universidad - Hipódromo	115	1	5.17	abr-32	abr-32
Hipódromo - Industrial	115	1	8.20	abr-32	abr-32
Panamericana Fraccionamiento – La Joya entronque Panamericana Potencia - 63640 - Hipódromo	115	2	2.80	abr-32	abr-32
Total			**32.15**		

CUADRO 10.1.2.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Universidad	2	T	60	115/13.8	abr-32	abr-32
Frontera	1	T	30	115/13.8	abr-32	abr-32
Total			**90**			

T. Transformador trifásico

El proyecto para la Alternativa 1 – Etapa 3, tiene un costo de inversión estimado en 848.14 millones de pesos de 2024 (49.6 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 10.1.2.7. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 3

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cárdenas - Guerrero	115	1	8.05	abr-34	abr-34
Cárdenas - Rubí	115	1	9.24	abr-34	abr-34
Río - Hipódromo	115	2	6.38	abr-34	abr-34
Total			**23.67**		

CUADRO 10.1.2.8. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 3

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cárdenas	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Río	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Rubí	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Guerrero	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Total			**240**			

T. Transformador trifásico

El proyecto para la Alternativa 1 – Etapa 4, tiene un costo de inversión estimado en 2,533.01 millones de pesos de 2024 (148.13 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 10.1.2.9. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 4

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Metrópoli Potencia - Durazno	115	1	11.30	abr-35	abr-35
La Joya - Durazno	115	1	21.0	abr-35	abr-35
Panamericana Potencia - La Mesa	115	1	21.2	abr-35	abr-35
Metrópoli Potencia - Seminario	115	1	13.46	abr-35	abr-35
Seminario - La Mesa	115	1	5.30	abr-35	abr-35
Metrópoli Potencia - La Mesa	115	1	15.00	abr-35	abr-35
La Mesa - Hipódromo	115	1	5.60	abr-35	abr-35
La Mesa - Lago	115	1	3.05	abr-35	abr-35
Tijuana I - Lago	115	1	4.70	abr-35	abr-35
México - Guerrero	115	1	5.50	abr-35	abr-35
México - Río	115	1	3.00	abr-35	abr-35
Guerrero - Río	115	1	5.60	abr-35	abr-35
Rubí - Guerrero	115	1	11.90	abr-35	abr-35
Total			**126.61**		

CUADRO 10.1.2.10. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 4

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Metrópoli Potencia T30 (Sustitución)	3	TR	225	230/115/69	abr-35	abr-35
La Herradura Banco 2	3	AT	225	230/115/69	abr-35	abr-35
Durazno	1	T	30	115/13.8	abr-35	abr-35
Seminario	1	T	30	115/13.8	abr-35	abr-35
La Mesa	2	T	60	115/13.8	abr-35	abr-35
Lago	2	T	60	115/13.8	abr-35	abr-35
Pacifico	1	T	30	115/13.8	abr-35	abr-35
Tecolote	1	T	30	115/13.8	abr-35	abr-35
México	2	T	60	115/13.8	abr-35	abr-35
Total			**750**			

T. Transformador trifásico

AT. Autotransformador

TR. Transformador monofásico

CUADRO 10.1.2.11. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1 – ETAPA 4

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Presidente Juárez	Alimentador Ampliación	2	115	abr-35	abr-35
Durazno	Alimentador Ampliación	1	115	abr-35	abr-35
Metrópoli Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-35	abr-35
La Mesa	Alimentador Ampliación	2	115	abr-35	abr-35
Total		**6**			

El costo total de inversión estimado para la Alternativa 2 es de 5,417.39 millones de pesos de 2024 (316.81 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). A continuación, se realiza un desglose de las obras y sus respectivas Etapas de la Alternativa 2.

El proyecto para la Alternativa 2 – Etapa 1, tiene un costo de inversión estimado en 1,556.01 millones de pesos de 2024 (90.99 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar)

CUADRO 10.1.2.12. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Francisco Villa entronque La Herradura – Tijuana I	115	2	0.2	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío entronque La Herradura – Tecate Dos	115	2	4.2	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío entronque El Florido – Tecate Uno (Normalización)	115	1	1.2	abr-30	abr-30
Tijuana I – Industrial	115	1	6.0	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío - La Herradura	115	1	8.6	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío – Tecate 1 /5	115	1	9.6	abr-30	abr-30
Total			**29.8**		

5/ Recalibración con calibre 795 ACSR

CUADRO 10.1.2.13. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
La Herradura Banco 2	3	AT	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Metrópoli Potencia T30 (Sustitución)	3	TR	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Tijuana I (Sustitución)	3	AT	225	230/115/69	abr-30	abr-30
Total			**675**			

AT. Autotransformador

TR. Transformador monofásico

CUADRO 10.1.2.14. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Encinal MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-30	abr-30
Total			**30.0**		

CUADRO 10.1.2.15. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Francisco Villa	Alimentador Ampliación	2	115	abr-30	abr-30
Parque Industrial Bajío	Alimentador Ampliación	5	115	abr-30	abr-30
DART /6	Alimentador	3	115	abr-30	abr-30
Tijuana Uno	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Industrial	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
La Herradura	Alimentador Ampliación	1	115	abr-30	abr-30
Total		**13**			

6/ Normalización de la Subestación Eléctrica

El proyecto para la Alternativa 2 – Etapa 2, tiene un costo de inversión estimado en 3,861.38 millones de pesos de 2024 (225.81 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar).

CUADRO 10.1.2.16. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana Sur entronque Presidente Juárez - Makro en 230 kV	230	2	12.0	abr-34	abr-34
Tijuana Sur - Durazno	115	2	21.2	abr-34	abr-34
Tijuana Sur entronque Presidente Juárez - Makro en 230 kV	230	2	12.0	abr-34	abr-34
Tijuana Sur - Popotla	115	1	12.7	abr-34	abr-34
Tijuana Sur entronque Hunter – La Mesa	115	2	22.3	abr-34	abr-34
Tijuana Sur entronque La Joya – Panamericana Fraccionamiento	115	2	23.4	abr-34	abr-34
Durazno - Panamericana Potencia 1/	115	1	9.2	abr-34	abr-34
Durazno - Metrópoli Potencia 1/	115	1	11.5	abr-34	abr-34
La Mesa - Tijuana 1/	115	2	8.1	abr-34	abr-34
Total			**132.4**		

1/ Circuito con Cable Subterráneo

CUADRO 10.1.2.17. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana Sur Banco 1 /3	4	AT	300	230/115	abr-34	abr-34
Tijuana Sur Banco 2 /2,3	4	AT	300	230/115/69	abr-34	abr-34
Lago	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
La Mesa	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
El Florido	1	T	30	115/13.8	abr-34	abr-34
Tecate	1	T	30	115/13.8	abr-34	abr-34
Metrópoli Potencia	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Tijuana I	2	T	60	115/13.8	abr-34	abr-34
Total			**900**			

T. Transformador trifásico

AT. Autotransformador

2/ Operación inicial 230/69 kV

3/ Incluye fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 10.1.2.18. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2 – ETAPA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana Sur	Alimentador	4	230	abr-34	abr-34
Tijuana Sur	Alimentador	7	115	abr-34	abr-34
Durazno	Alimentador Ampliación	4	115	abr-34	abr-34
La Mesa	Alimentador Ampliación	1	115	abr-34	abr-34
Tijuana I	Alimentador Ampliación	1	115	abr-34	abr-34
Metrópoli Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-34	abr-34
Panamericana Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-34	abr-34
Popotla	Alimentador Ampliación	1	115	abr-34	abr-34
Total		**20**			

Indicadores económicos

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la capacidad y Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de la Zona Tijuana-Tecate, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transmisión de energía eléctrica en condiciones de Red Eléctrica completa, así como también ante la contingencia sencilla más severa

En los Cuadros 10.1.2.19 y Cuadro 10.1.2.20 se presentan los resultados de las evaluaciones económicas, el modelo de evaluación es por modelo México que involucra metodología y estudios probabilísticos. Se obtiene una relación Beneficio-Costo de 12.61 para la Alternativa 1.

CUADRO 10.1.2.19. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-45.876	2,412.621	2,366.745	187.656	2,179.089	12.61

CUADRO 10.1.2.20. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP_{2028}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-47.402	2,401.647	2,354.245	225.568	2,128.677	10.44

Ambas alternativas propuestas contribuyen a mejorar las problemáticas identificadas en la Red Eléctrica de la Zona Tijuana-Tecate, de igual manera, contribuyen a suministrar el crecimiento de la demanda en el horizonte de estudio, no obstante, por los resultados que contribuyen a la Confiabilidad, mediante la reducción de la Energía No Suministrada, así como los indicadores económicos obtenidos, **la Alternativa 1 presenta un mayor Beneficio - Costo**, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática analizada.

10.1.3. E25-MU1 Solución Integral al suministro eléctrico de largo plazo para la zona Guerrero Negro

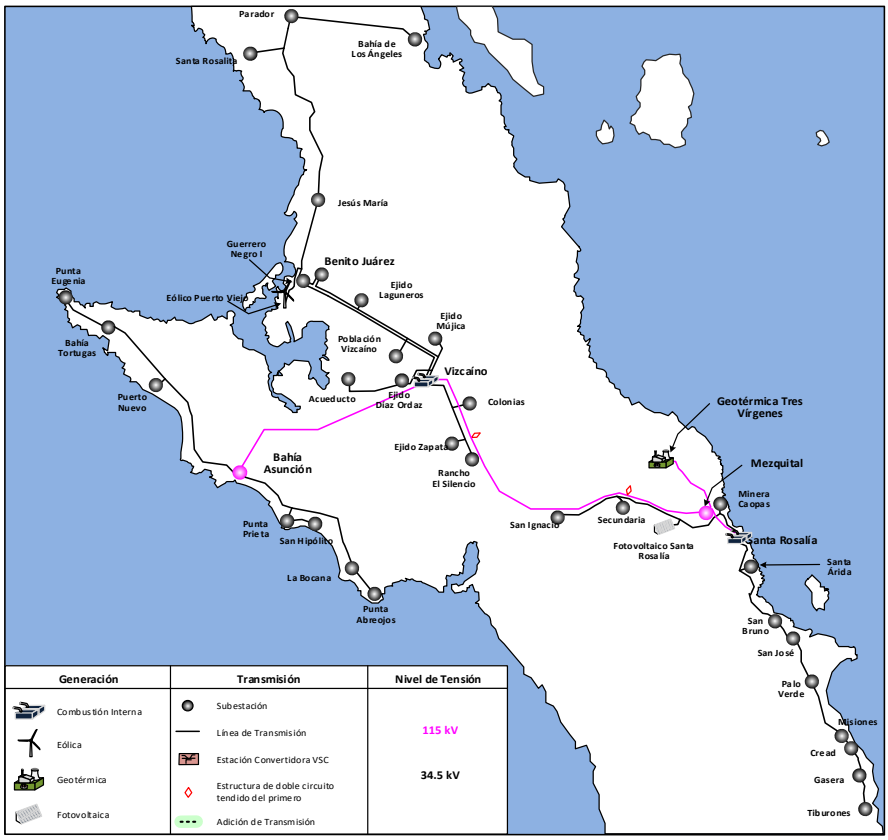
Diagnóstico operativo.

En la parte norte del estado de Baja California Sur se encuentran dos poblaciones de importancia regional las cuales son: Guerrero Negro y Santa Rosalía, en estas regiones predominan pequeñas poblaciones dispersas con actividades turísticas, así como pesca, avistamiento de ballenas, pequeños hoteles y turismo ecológico.

El Sistema Interconectado Mulegé (SIM) es un Sistema Eléctrico Aislado del resto de los Sistemas Eléctricos Interconectados del país, se encuentra al norte del Estado de Baja California Sur. El SIM cuenta con dos zonas eléctricas: Santa Rosalía (SRI) y Guerrero Negro (GNO), las cuales se interconectan mediante el enlace de transmisión de 115 kV entre las Subestaciones Eléctricas: Mezquital (MEZ) en la zona Santa Rosalía y Vizcaíno (VIZ) en la zona Guerrero Negro con una longitud aproximada de 133 km. La zona Guerrero Negro se abastece de energía eléctrica a través de la SE Vizcaíno, la cual se suministra mediante la generación de energía eléctrica de la CCI Guerrero Negro Dos, Guerrero Negro Tres y Guerrero Negro Cuatro.

Las distancias entre los centros de consumo son considerables entre ambas poblaciones, los poblados de mayor importancia son Bahía de Los Ángeles, Guerrero Negro y Bahía Asunción en la Zona Guerrero Negro y hacia el Valle de Vizcaíno se tiene la región agrícola que se suministra de energía eléctrica mediante la SE Vizcaíno. En la Zona Santa Rosalía, los poblados de mayor importancia son Mulegé, San Ignacio y Santa Rosalía. Ambas zonas eléctricas cuentan con un único punto de suministro de generación y son las Centrales Santa Rosalía en la Zona Santa Rosalía y la Central Vizcaíno (en la que se han incorporado las unidades de generación interna de Guerrero Negro Dos, Guerrero Negro III y Guerrero Negro IV) en la Zona Guerrero Negro. En la Figura 10.1.3.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2030 del SIM.

FIGURA 10.1.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ



Actualmente, se encuentra en estudios preliminares la propuesta para definir la infraestructura eléctrica requerida para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo de la zona Guerrero Negro, con la finalidad de incrementar la capacidad de suministro eléctrico a la zona de la Bahía de Asunción que cuenta con expectativas de crecimiento y desarrollo turístico, el Valle de Vizcaíno con su sistema de riego y el Poblado de Guerrero Negro, así como la posibilidad de conexión y/o incremento de carga por parte de la Empresa Exportadora de Sal (ESSA).

Los escenarios analizados consideran la demanda máxima coincidente del SIM con base en el documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, PDS 2025-2039, con un valor total de 38 MWh/h en el 2030. Aunque las expectativas regionales consideran mayores crecimientos de carga en el mediano plazo.

La SE Guerrero Negro Uno (GNU) actualmente tiene instalado un capacitor en el Bus de 34.5 kV de 1.20 MVAr (capacidad a 2024 de 0.90 MVAr debido a celdas dañadas). Se tiene en derivación en los circuitos 43100 GNU 0.60 MVAr, en el circuito 43200 GNU 0.60 MVAr y pendiente por instalar 1.20 MVAr del circuito 53100 GNU, el cual ayudará a mantener la tensión en las Subestaciones Eléctricas dentro de los criterios establecidos en el Código de Red.

Adicionalmente, se han instalado equipos de compensación capacitiva para el control de la tensión, sin embargo, estos equipos al instalarse y transmitirse a través de los circuitos de distribución saturan la capacidad de transformación a nivel distribución. Además, debido a los límites de pérdidas por parte de Distribución CFE

no es posible la conexión de nuevas cargas ni incrementar las necesidades por parte de la Empresa Exportadora de Sal (ESSA).

Con la finalidad de atender el incremento de la demanda de energía eléctrica en particular a las cargas de desarrollo normal del poblado de Guerrero Negro y la región turística de Bahía de Los Ángeles, se realizan estudios preliminares que concluyen en la necesidad del proyecto denominado "Solución Integral al suministro eléctrico de largo plazo para la zona Guerrero Negro", el cual favorecerá en el suministro de energía eléctrica para el Poblado Guerrero Negro y Bahía de Asunción, así también se dará capacidad de transmisión y transformación que permitiría atender el crecimiento de la demanda y desarrollo regional a largo plazo, proporcionando una mayor confiabilidad de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de Red Eléctrica Completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

En base al Pronósticos de la Demanda por Subestaciones 2025-2039, se prevé que en el mediano plazo se sature la capacidad de transmisión y no sea posible atender el crecimiento de desarrollo natural de la carga en el poblado de Guerrero Negro y Bahía de los Ángeles, lo que limitará el crecimiento en los desarrollos turísticos en pequeña escala de la región de Bahía de Los Ángeles.

Al ser una población con una carga muy pequeña comparada con el resto de los Sistemas Eléctricos del resto del país, y lo disperso en el suministro de las cargas, se requiere de grandes inversiones que resultan en obras costosas que no tienen un retorno favorable en la inversión y por tanto no son proyectos candidatos a realizarse bajo los lineamientos establecidos para la construcción de proyectos que deben cumplir con indicadores económicos favorables debido a que no cuentan con rentabilidad.

Sin embargo, se analizarán en el futuro diferentes tecnologías disponibles en la actualidad para realizar el suministro de la carga en forma local mediante la instalación de SAE o bien mediante pequeñas unidades de generación a base de diésel como combustible, lo cual solucionaría la problemática de suministro de carga en algunos años hasta que finalmente sea necesario un proyecto de solución integral para atender el suministro de la carga en la región de Guerrero Negro.

Es importante mencionar, que durante muchos años los requerimientos de energía eléctrica de la Empresa Exportadora de Sal los realiza en forma local, y se ha acercado al área de Distribución de CFE para que sus requerimientos sean proporcionados por CFE, es decir, contratar el consumo de energía eléctrica a través de la generación eléctrica de CFE. Sin embargo, la carga no puede ser suministrada sin realizar un proyecto de reforzamiento de la red de transmisión en 34.5 kV o 115 kV. Por tanto, la reserva en la red de transmisión en 34.5 kV será para ir atendiendo la carga local del poblado de Guerrero Negro, instalando equipos de compensación de potencia reactiva capacitiva hasta que se realice un proyecto que solucione la problemática.

Antes de reforzar la Red Eléctrica en 34.5 kV desde la SE Vizcaíno a la SE Guerrero Negro Uno, se considera adicionar equipos de compensación de potencia reactiva capacitiva en el área de influencia. Los costos de estas obras no se consideran en las Alternativas de solución y pudieran realizarse con recursos del área de Distribución de CFE.

- Instalación de un equipo de compensación de potencia reactiva capacitiva en la SE Bahía de los Ángeles con una capacidad de 0.9 MVAR en 34.5 kV.
- Instalación de un equipo de compensación de potencia reactiva capacitiva en la SE Guerrero Negro Uno con una capacidad de 1.2 MVAR en 34.5 kV.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Se analizaron dos Alternativas de solución de largo plazo. Los proyectos resuelven una problemática local para incrementar la capacidad de transmisión entre la zona Vizcaíno y la zona del poblado Guerrero Negro, estas obras se requieren para poder disponer de la generación del CCI Guerrero Negro garantizar para el suministro de la carga en la zona ante el incremento de la demanda.

Para la Alternativa 1 y 2 se ha considerado como referencia el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación" (COPAR de Transmisión y Transformación en su versión 2024), elaborado por la CFE.

En el costeo definitivo en la Alternativa 1 y 2 se podrá determinar y afinar hasta que el área constructiva realice la evaluación en sitio con base a los requerimientos para construcción, instalación y puesta en servicio de los elementos.

Alternativa 1

Se requiere reforzar la Red Eléctrica en 115 kV y considera una nueva LT Vizcaíno – Ojo de Liebre en 115 kV con una longitud aproximada de 53.0 km, reforzando de la región Vizcaíno al Poblado Guerrero Negro que permitirá abastecer el incremento en la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo de la Zona Guerrero Negro.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión aislada en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 53.0 km de longitud, doble circuito, calibre de conductor 477 kcmil tipo ACSR/TA, tendido del primer circuito, que se conectará la SE Vizcaíno con la SE Ojo de Liebre.

TRANSFORMACIÓN

- Banco de transformación trifásico, 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV que se instalará en la nueva SE Ojo de Liebre.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV (1 para la SE Vizcaíno y 1 para la SE Ojo de Liebre) y 4 alimentadores en 34.5 kV en la SE Ojo de Liebre.

Alternativa 2

Se requiere reforzar la Red Eléctrica en 34.5 kV y considera una nueva LT Vizcaíno – Ojo de Liebre en 115 kV con una longitud aproximada de 89.0 km, operando inicialmente a 34.5 kV, reforzando de la región Vizcaíno al Poblado Guerrero Negro que permitirá abastecer el incremento en la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo de la Zona Guerrero Negro.

TRANSMISIÓN

- Construcción de una Línea de Transmisión aislada en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 89.0 km de longitud, doble circuito, calibre de conductor 477 kcmil tipo ACSR/TA, tendido del primer circuito, operación inicial en 34.5 kV y que conectará la SE Vizcaíno con la SE Guerrero Negro Uno.

EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 34.5 kV, de los cuales se considera 1 alimentador para la SE Vizcaíno y 1 alimentador para la SE Guerrero Negro Uno.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 10.1.3.2 y 10.1.3.3 se muestran los diagramas unifilares de las respectivas Alternativas.

FIGURA 10.1.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 1

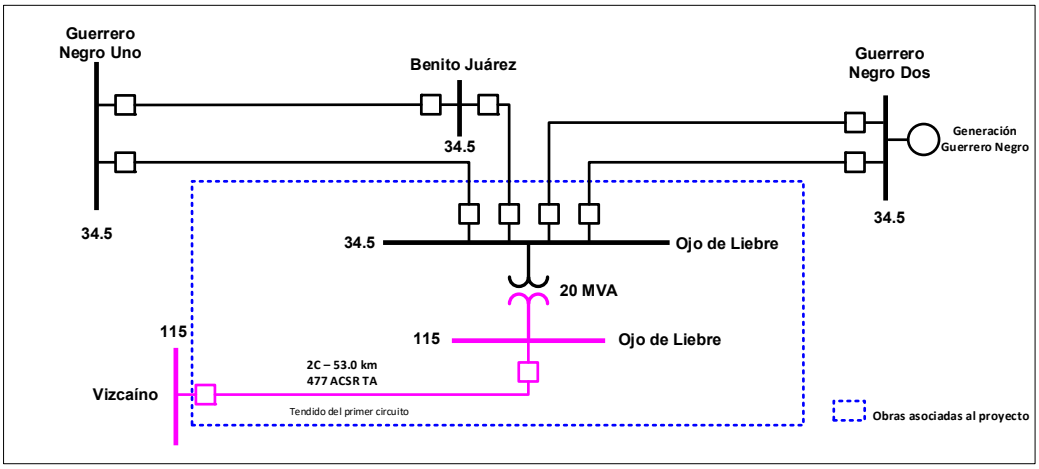
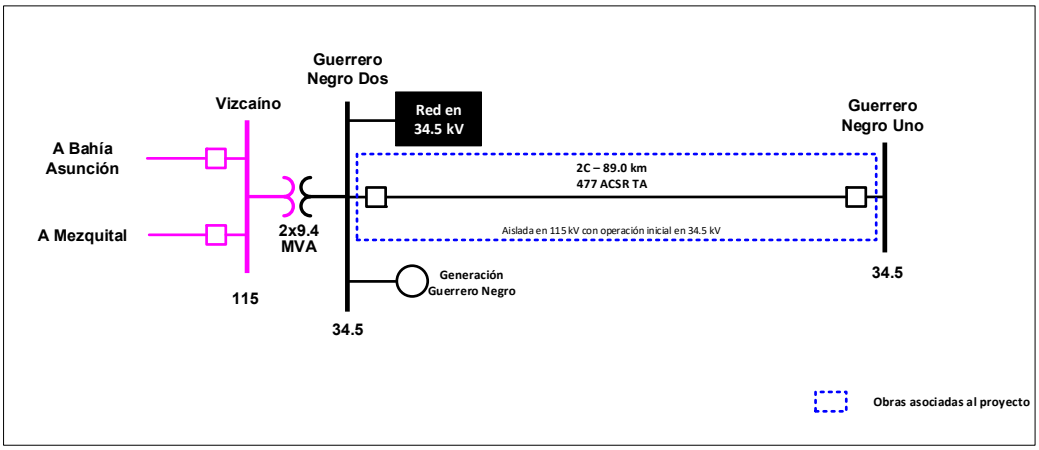


FIGURA 10.1.3.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto de la Alternativa 1 que involucra la SE Ojo de Liebre y su Red Eléctrica asociada tiene un costo estimado de 684.357 millones de pesos. En los Cuadros 10.1.3.1 a 10.1.3.3 se muestran las metas físicas de la Alternativa 1.

CUADRO 10.1.3.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Sistema Interconectado
Vizcaíno – Ojo de Liebre /1	115	2	53.0	abr-30	abr-30	Mulegé
Total	**53.0**		**53.0**			

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 10.1.3.2 OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Sistema Interconectado
Ojo de Liebre Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-30	abr-30	Mulegé
Total			**20.0**				

T. Transformador trifásico

CUADRO 10.1.3.3 OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ojo de Liebre	Alimentador	4	34.5	abr-30	abr-30	Mulegé
Ojo de Liebre	Alimentador	1	115	abr-30	abr-30	Mulegé
Vizcaíno	Alimentador	1	115	abr-30	abr-30	Mulegé
Total		**6**				

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de 911.768 millones de pesos. En los Cuadros 10.1.3.4 a 10.1.3.5 se muestran las metas físicas de la Alternativa 2.

CUADRO 10.1.3.4 OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Sistema Interconectado
LT Vizcaíno – Guerrero Negro Uno /1	115	2	89.0	abr-30	abr-30	Mulegé
Total			**89.0**			

1/ Tendido del primer circuito

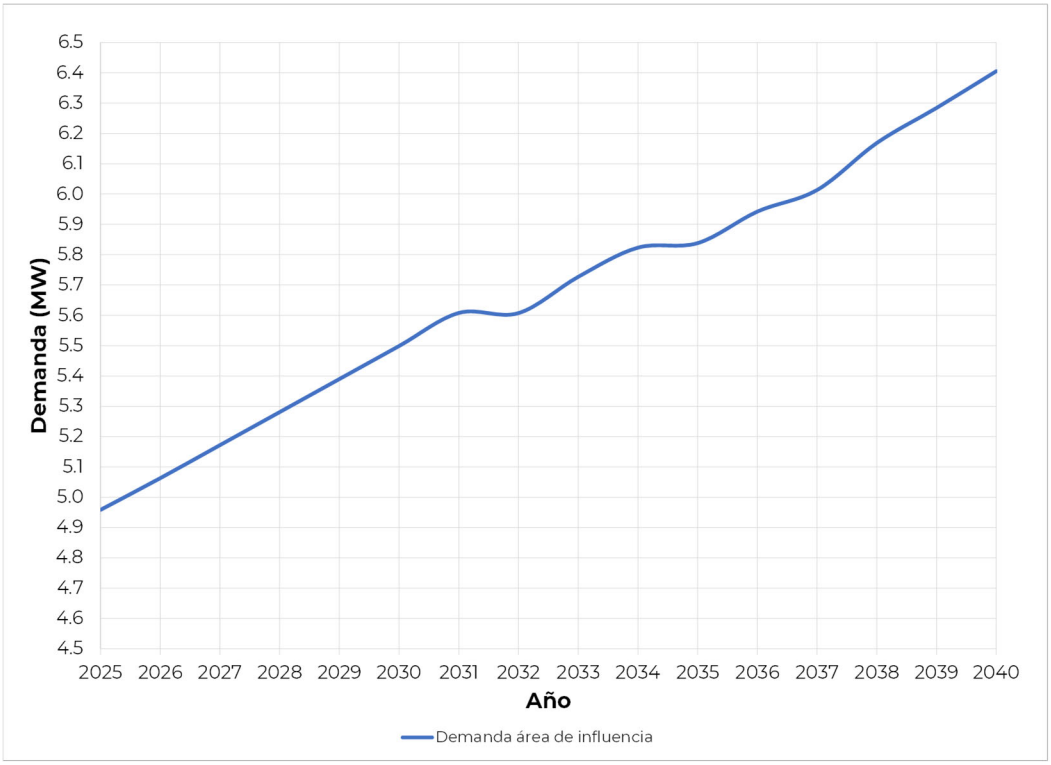
CUADRO 10.1.3.5 OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Sistema Interconectado
Vizcaíno	Alimentador	1	34.5	abr-30	abr-30	Mulegé
Guerrero Negro Uno	Alimentador	1	34.5	abr-30	abr-30	Mulegé
Total		**2**				

Análisis técnicos y económicos

En la Figura 10.1.3.4 se presenta el comportamiento de la demanda en el área de influencia del proyecto para los años 2025-2040 con base en el PDS 2025 proporcionado por el área de pronóstico del CENACE, en esta figura se consideran las cargas de los ejidos y poblados: Benito Juárez, Poblado de Guerrero Negro y una industria Desaladora, Villa Jesús María, Rosarito y Nuevo Rosarito, Santa Rosalía y Bahía de los Ángeles. La curva mostrada no considera cargas nuevas o previstas en el mediano y largo plazo. Únicamente considera cargas y crecimientos estimados en el PDS en vigencia.

FIGURA 10.1.3.4. DEMANDA DEL ÁREA DE INFLUENCIA PARA LOS AÑOS 2025-2040



En la Figura 10.1.3.5 se muestra un diagrama unifilar de la Red Eléctrica simplificada del área de influencia en 2025, delimitada por el enlace de transmisión Vizcaíno – Guerrero Negro hacia la Red Eléctrica en 34.5 kV. Con la infraestructura eléctrica en el área de influencia, en la Figura 10.1.3.6 se presenta una representación de la caída de tensión en la SE Bahía de los Ángeles, considerada como el elemento más débil, se aprecia que el control de tensión se pierde cuando el enlace de transmisión Vizcaíno – Guerrero Negro lleva un flujo de 4.61 MW en el escenario de Red Eléctrica completa y al ocurrir la Contingencia Crítica más Severa repercute en una caída de tensión en el límite operativo en dicha Subestación Eléctrica mientras que la demanda del área de influencia que se puede abastecer en ese instante solo serían 4.3 MW (triángulos azules de la misma Figura). Con base en la curva de demanda del área de influencia la demanda pronosticada de 2025 es de 4.95 MW aproximadamente en condiciones de contingencia se requerirían acciones remediales para mantener el control de tensión.

FIGURA 10.1.3.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2025

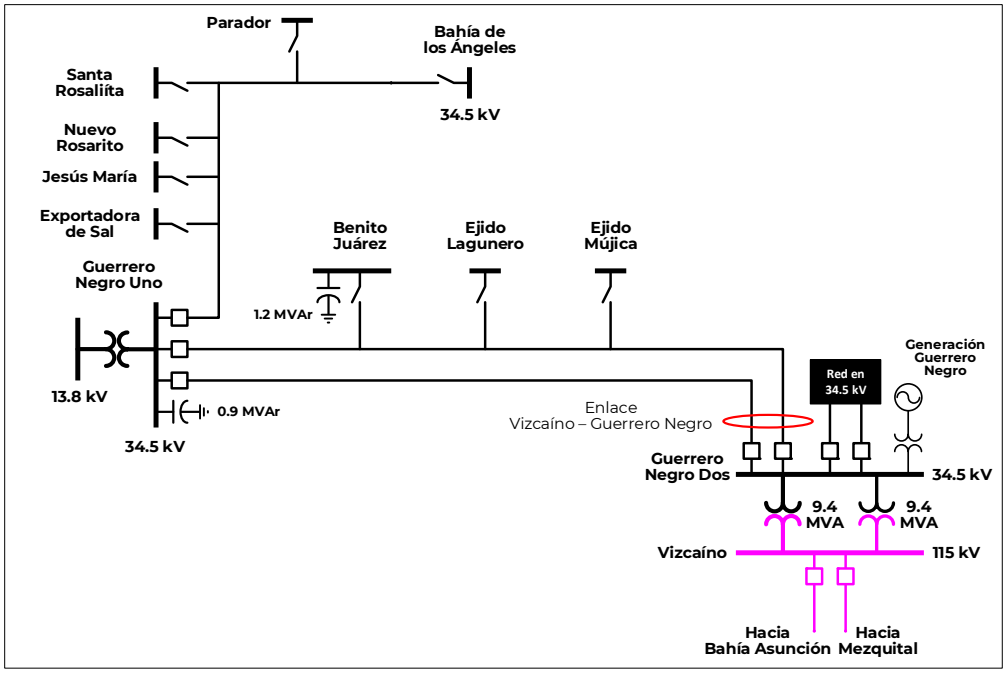
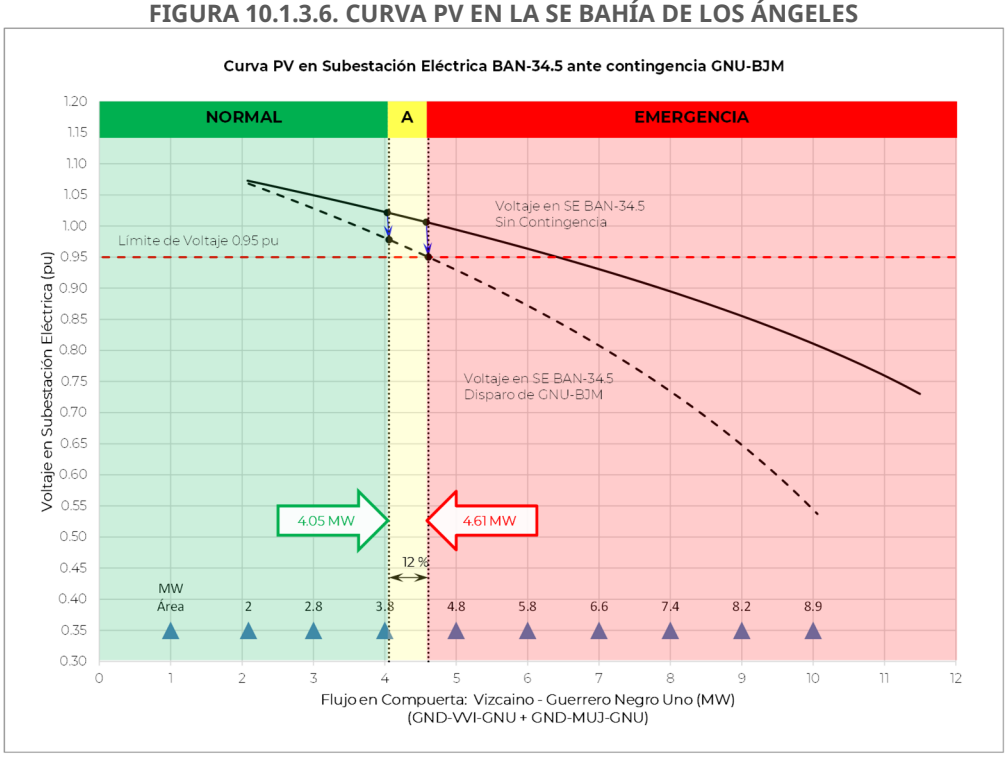


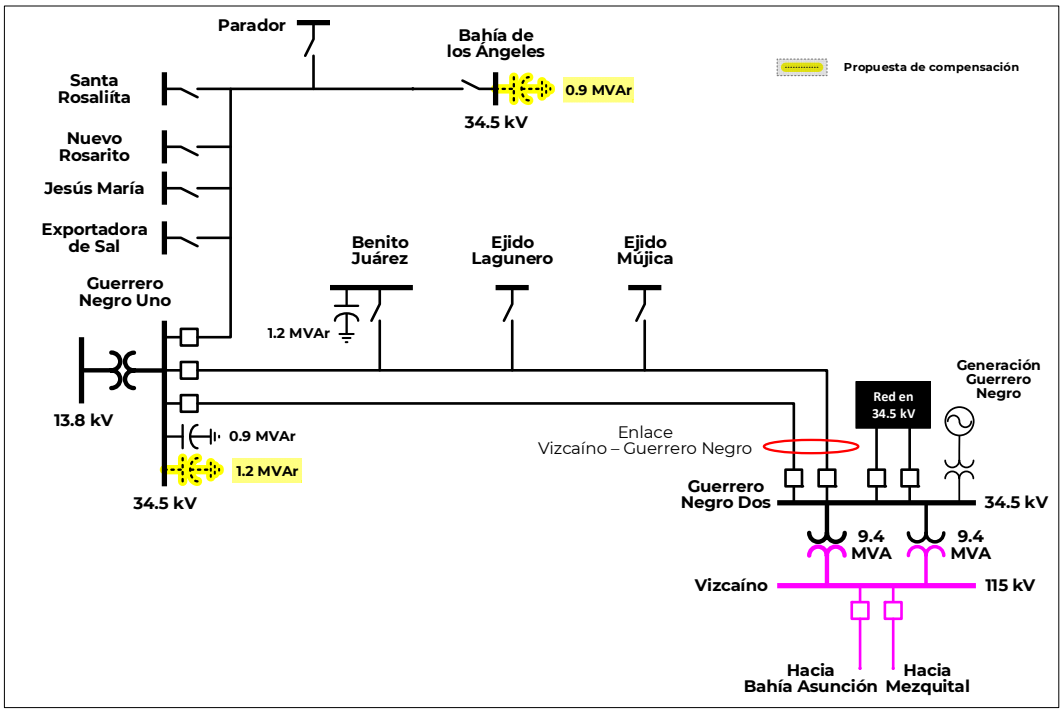
FIGURA 10.1.3.6. CURVA PV EN LA SE BAHÍA DE LOS ÁNGELES



NECESIDADES DE CORTO PLAZO PREVIO AL PROYECTO EN ESTUDIO E25-MU1

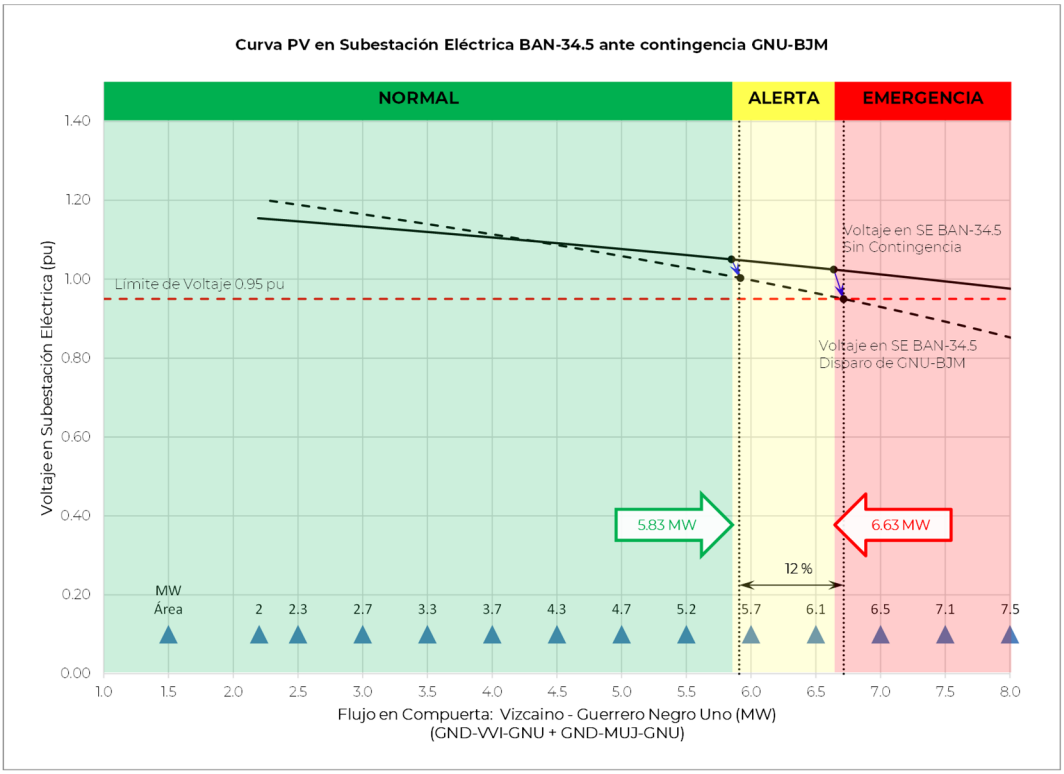
Se requiere integrar equipos de compensación de potencia reactiva en el área de influencia para incrementar la capacidad de transmisión y mejorar el perfil de tensión en las Subestaciones Eléctricas más débiles, en la Figura 10.1.3.7 se muestra un diagrama unifilar de la Red Eléctrica simplificada del área de influencia con los equipos de compensación de potencia reactiva en la SE Bahía de los Ángeles y la SE Guerrero Negro Uno con 0.9 MVAr y 1.2 MVAr respectivamente.

FIGURA 10.1.3.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA CON COMPENSACIÓN



En la Figura 10.1.3.8 se presenta la Curva PV en la SE Bahía de los Ángeles, en este escenario se consideran los equipos de compensación con un total de 2.1 MVAr, se aprecia que el control de tensión se pierde cuando el enlace de transmisión Vizcaíno – Guerrero Negro lleva un flujo de 6.63 MW en el escenario de Red Eléctrica completa y al ocurrir la Contingencia Crítica más Severa repercute en una caída de tensión en el límite operativo. La demanda del área de influencia que se puede abastecer en ese instante sería de 6.3 MW aproximadamente (triángulos azules de la misma Figura), esta demanda, con base en la curva de demanda del área de influencia, se cubriría en el horizonte del mediano plazo, sin embargo, para incrementos de cargas en industrial actuales y futuras en la zona no se podría abastecer, por tanto, se requieren de proyectos adicionales, de transmisión y transformación en el mediano plazo.

FIGURA 10.1.3.8. CURVA PV EN LA SE BAHÍA DE LOS ÁNGELES CON COMPENSACIÓN ADICIONAL



INCREMENTO EN LA TRANSMISIÓN CONSIDERANDO COMPENSACIÓN PARA EL PROYECTO DE LA ALTERNATIVA 1 Y ALTERNATIVA 2

En la Figura 10.1.3.9 y Figura 10.1.3.10 se muestran las curvas PV en la SE Bahía de los Ángeles, en ambos casos se consideran 2.1 MVAr de compensación en el área de influencia, se aprecia que con la Alternativa 1 se puede abastecer más demanda de energía eléctrica en el área de influencia con un flujo en el enlace de 9.9MW y una carga de 9.6 MW aproximadamente.

Se observa que será posible atender el crecimiento esperado de la carga en el mediano plazo, inclusive, cuando la carga supere el valor de 10 MW se puede compensar localmente de manera que permita incrementar la capacidad en el suministro de la carga en el largo plazo.

FIGURA 10.1.3.9. CURVA PV EN LA SE BAHÍA DE LOS ÁNGELES CON COMPENSACIÓN Y ALTERNATIVA 1

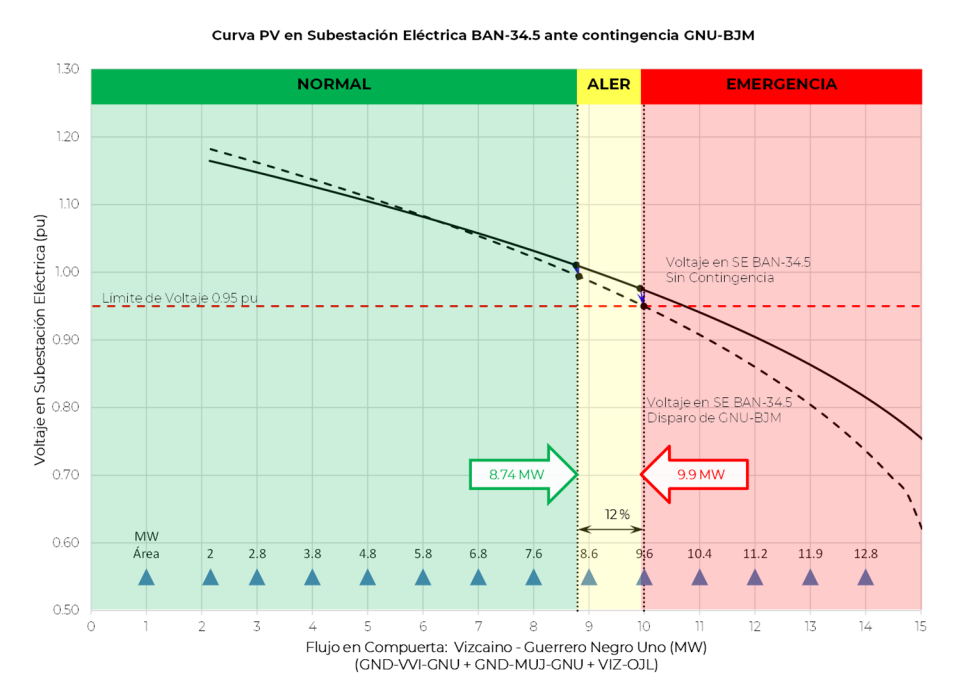
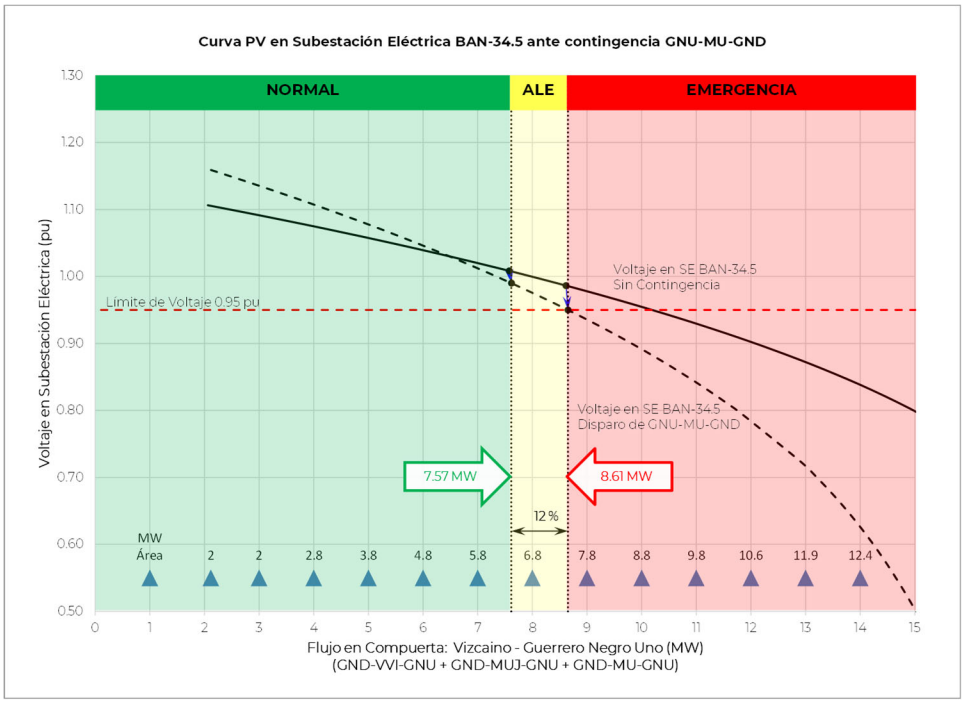


FIGURA 10.1.3.10. CURVA PV EN LA SE BAHÍA DE LOS ÁNGELES CON COMPENSACIÓN Y ALTERNATIVA 2



ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD INCORPORANDO PROYECTSO DE GENERACIÓN RENOVABLE DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

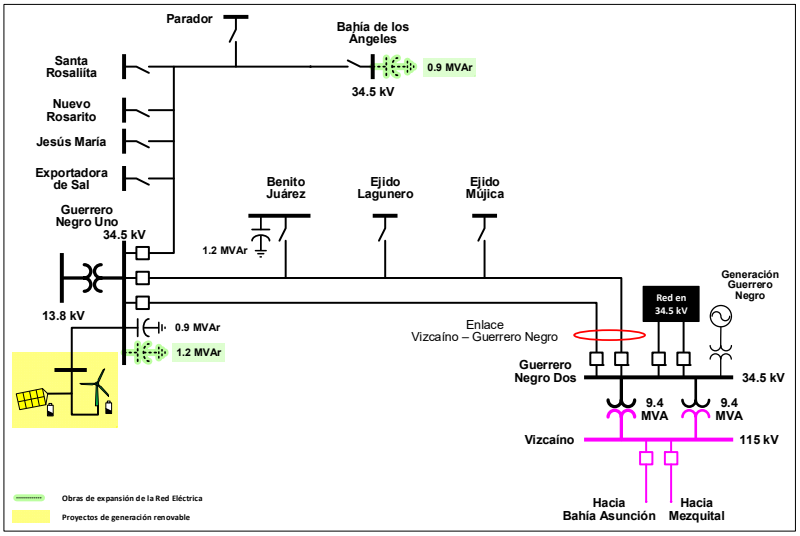
Se realizó un análisis de sensibilidad que considera la incorporación de proyectos de generación renovable, las cuales se interconectarían a la SE Guerrero Negro Uno. En el primer análisis de sensibilidad, se adiciona un proyecto de generación EO con SAE y se obtienen indicadores de rentabilidad adecuados para realizar el proyecto. Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad ahora considerando un proyecto de generación FV con SAE interconectado en la SE Guerrero Negro Uno obteniendo de igual manera indicadores de rentabilidad positivos para realizar el proyecto.

Por tanto, es posible atender el crecimiento esperado de la carga en el área de influencia en el mediano plazo mediante la incorporación de proyectos de generación con recursos renovables, es decir, resulta ser la opción de menor costo de largo plazo al incorporar proyectos renovables en forma local. De esta forma, se estaría evitando construir nuevos refuerzos de transmisión como los indicados en las Alternativas 1 y 2 que no resultan con indicadores económicos adecuados.

Por lo anterior, se realizarán los estudios electrotécnicos adicionales para determinar los requerimientos necesarios en la red de transmisión y transformación, así como estudios de estabilidad de tensión y corto circuito asociados a nuevos proyectos de generación renovable. Finalmente, se complementarán los estudios económicos que resulten en la definición del programa de expansión de la generación al interior de la zona Guerrero Negro lo que incrementará la confiabilidad en el suministro.

En la Figura 10.1.3.11 se muestra el diagrama unifilar del área de influencia en donde se incorpora Generación de tipo renovable con SAE. Para este caso en particular se considera un proyecto EO de 3 MW y un SAE de 2 MW.

FIGURA 10.1.3.11. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA INCORPORANDO GENERACIÓN CON RECURSOS RENOVABLES



En el Cuadro 10.1.3.6 se presentan los resultados de la evaluación económica adicionando proyectos de generación renovable en el área de influencia. Debido a que las alternativas 1 y 2 no resulta ser rentable, no se incorporan sus indicadores económicos y únicamente se muestra la Alternativa 3 que involucra adiciones de generación renovable en forma local interconectada en la SE Guerrero Negro Uno.

CUADRO 10.1.3.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 3

Millones de dólares $ en VP 2030

Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0	20.6	19.9	6.7	13.9	3.09

CUADRO 8.6.7.21. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Flexibilidad operativa	Igual	Igual	**Mayor**
Suministro de la demanda de energía eléctrica	Menor	Menor	**Mayor**
Control de la Calidad de la tensión	Menor	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	684.357	911.768	**114.57**
Relación Beneficio/Costo	no rentable	no rentable	**3.09**

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 3 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia.

10.1.4. P25-OC4 Zona Metropolitana de Guadalajara

Diagnóstico operativo.

La Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG) está ubicada en el Occidente del país, forma parte importante de la economía nacional a través de las industrias que se han ido estableciendo, así como de la creciente expansión demográfica de su población. A consecuencia del constante crecimiento demográfico y económico, la Red Eléctrica encargada de abastecer a la ZMG, debe ser cada vez más robusta para proporcionar la Confiabilidad, eficiencia y seguridad que requiere para garantizar el suministro eléctrico industrial, residencial y comercial. Se define como la zona de influencia en este proyecto a la Zona Metropolitana de Guadalajara que incluye las Zonas de Distribución (ZOD), Reforma, Hidalgo, Libertad, Juárez y Chapala.

Para abastecer el suministro eléctrico de la ZMG, se cuenta con diferentes niveles de tensión de transformación, entre ellas 400/230 kV, 400/69 kV, 230/161 kV, 230/115 kV, 230/69 kV y 230/23 kV.

Respecto a la Red Eléctrica de 400 kV, está conformada por varias Líneas de Transmisión que forman un anillo que rodea la ZMG, incluyendo a la SE Tierra Mojada Maniobras. La conexión entre la SE Tesistán y SE Acatlán se logra por medio de las LT A3650 y A3L20, el anillo continúa de la SE Acatlán a la SE Tlajomulco a través de la LT A3280, posteriormente, de la SE Tlajomulco a la SE Atequiza por la LT A3L90, a su vez, la SE Atequiza con la SE Tierra Mojada Maniobras por las LT A3M40 y A3M50, continuando desde la SE Tierra Mojada Maniobras hacia la SE Zapotlanejo por la LT A3L10 y, por último, de la SE Zapotlanejo hasta la SE Tesistán por la LT A3L00. Adicionalmente, el anillo que rodea la ZMG tiene compuertas de flujo hacia distintas Subestaciones Eléctricas, que son: de la SE Tesistán hacia la SE Cerro Blanco por las LT A3K40, A3K50 y A3K60, y hacia la SE Ixtlahuacán por la LT A3670, la SE Acatlán se conecta a la SE Manzanillo por la LT A3230 y hacia la SE Mazamitla por la LT A3480. La SE Atequiza se conecta a la SE Manzanillo por la LT A3240 y a la SE Salamanca II por la LT A3J80 y, por último, la SE Maniobras Tierra Mojada se conecta hacia la SE Aguascalientes Potencia por la LT A3250.

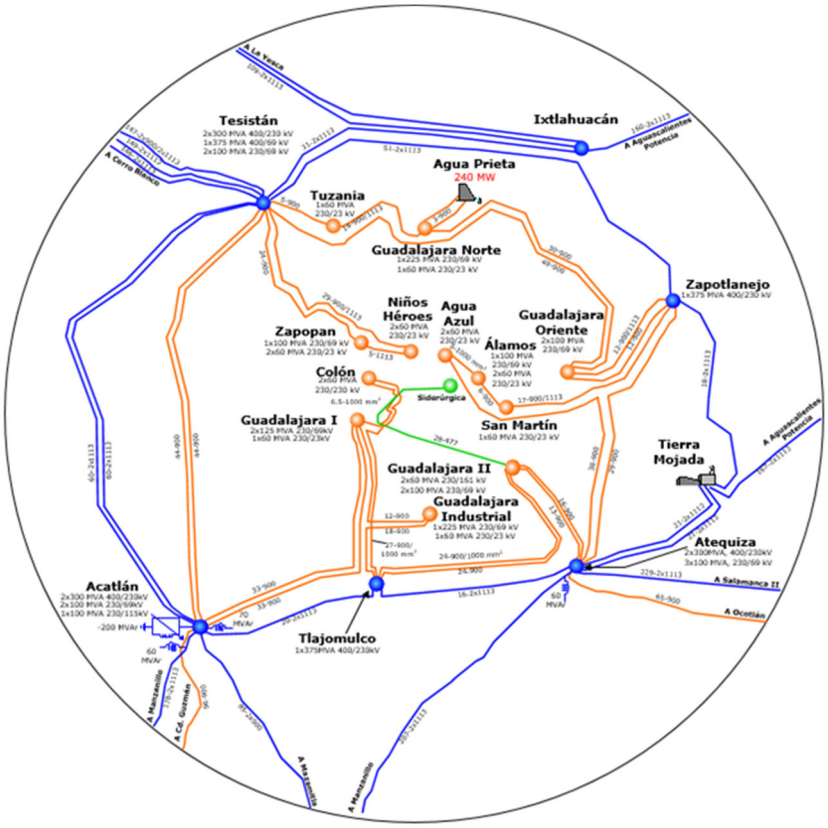
La transformación 400/230 kV, tiene un total de 2,550 MVA de capacidad distribuidos en las siguientes Subestaciones Eléctricas; Tesistán (2x300 MVA), Zapotlanejo (1x375 MVA), Atequiza (2x300 MVA), Tlajomulco (1x375 MVA) y Acatlán (2x300 MVA). Para este proyecto también se considera un Transformador adicional de 300 MVA en la SE Atequiza considerado en el proyecto P20-OC1 “Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)” que actualmente tiene una fecha de entrada en operación factible para marzo de 2027.

La Red Eléctrica de tensión de 69 kV, es alimentada por la transformación 400/69 kV de la SE Tesistán (1X375 MVA) y 230/69 kV de las Subestaciones Eléctricas Atequiza (3x100 MVA), Guadalajara II (2x100 MVA), Guadalajara I (2x125 MVA), Guadalajara Oriente (2X100 MVA), Acatlán (2X100 MVA), Zapopan (1X100 MVA), Álamos (1X100 MVA), Guadalajara Norte (1X225 MVA), Tesistán (2X100 MVA) para un total de 2,150 MVA. Para este proyecto también se considera un Transformador adicional de 225 MVA en la SE Guadalajara Industrial considerado en el proyecto P16-OC1 “Guadalajara Industrial”, que actualmente tiene una fecha de entrada en operación factible para noviembre de 2026, además, también es considerado otro Transformador de 100 MVA en la SE Guadalajara II del proyecto P20-OC3 “Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)” con fecha de entrada en operación factible actual de julio de 2027.

También, en la Red Eléctrica de nivel de tensión en 230 kV se tienen bancos de transformación que alimenta las redes de distribución, mediante transformación 230/23 kV, con una capacidad instalada de 1,080 MVA, además, se cuenta con transformación de 230/115 kV con 1X100 MVA instalados en la SE Acatlán y con transformación 230/161 kV en la SE Guadalajara II (2x60 MVA) dedicada a satisfacer la demanda de la Siderúrgica de Guadalajara.

En la Figura 10.1.4.1 se muestra de manera geográfica las principales subestaciones de la Red Eléctrica de la zona para el año 2030.

FIGURA 10.1.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA



Durante el 2024 los bancos 400/230 kV de las SE Acatlán y Zapotlanejo de la ZMG presentaron flujos superiores al 90%, como se muestra en las Figuras 10.1.4.2 y 10.1.4.3.

FIGURA 10.1.4.2. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES AT-01 Y AT-02 DE LA SE ACATLÁN 400/230 KV

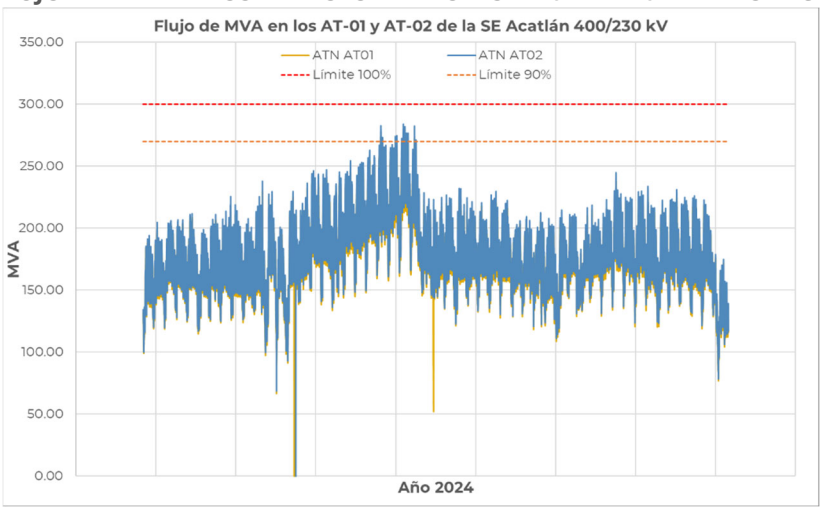
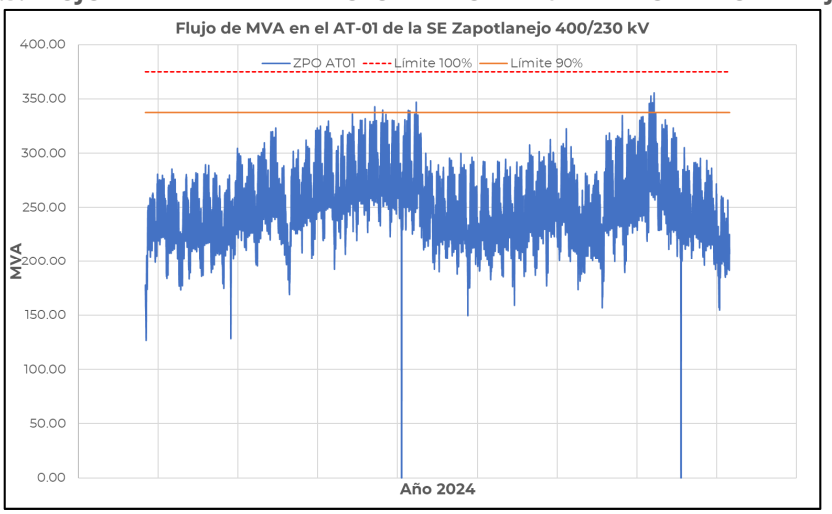
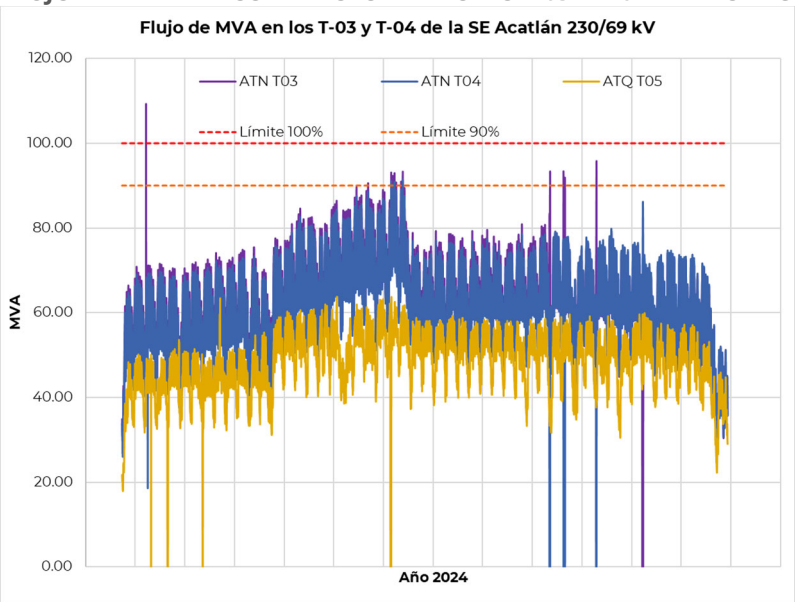


FIGURA 10.1.4.3. FLUJO DE MVA EN EL TRANSFORMADOR AT-01 DE LA SE ZAPOTLANEJO 400/230 KV



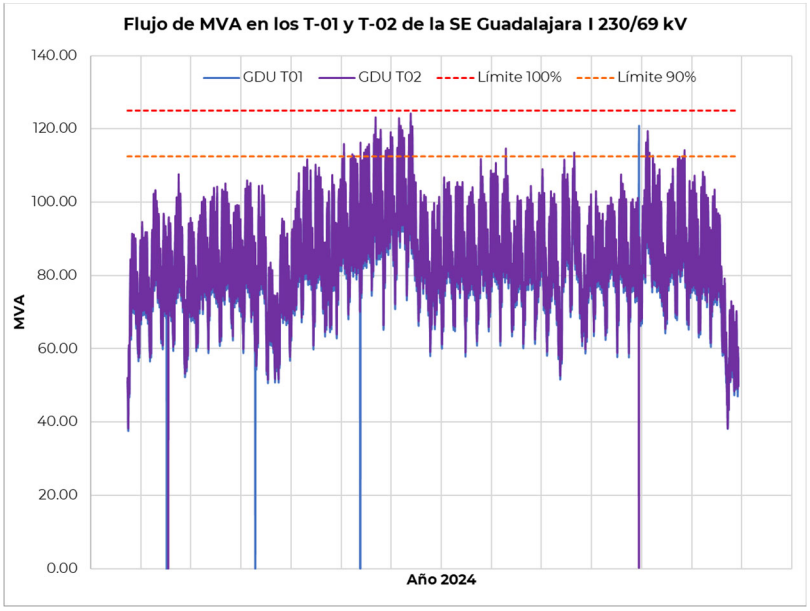
La transformación de 230/69 kV de la ZMG también presenta una condición de alto porcentaje de utilización. Los meses de mayo y junio de 2024 los Transformadores de 230/69 kV de la SE Acatlán (T-03 y T-04) alcanzaron 18 y 4 horas por encima del 90% de su capacidad nominal, respectivamente. Esta demanda se alcanzó durante operación normal en la Red Eléctrica, con la estrategia operativa de unir las LT Acatlán – 93230 – Guadalajara I y LT Guadalajara I – 93810 – Colón para disminuir flujo en los Transformadores de la SE Guadalajara I aplicada desde el 24 de marzo de 2024. Durante el mes de enero se presentó una sobrecarga en el banco T-03 debido a indisponibilidad del banco T-04, mientras que en los meses de septiembre y octubre se presentó un flujo superior al 90% en el banco T-03 por la misma situación. Lo anterior se muestra en la Figura 10.1.4.4.

FIGURA 10.1.4.4. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES T-03 Y T-04 DE LA SE ACATLÁN 230/69 KV



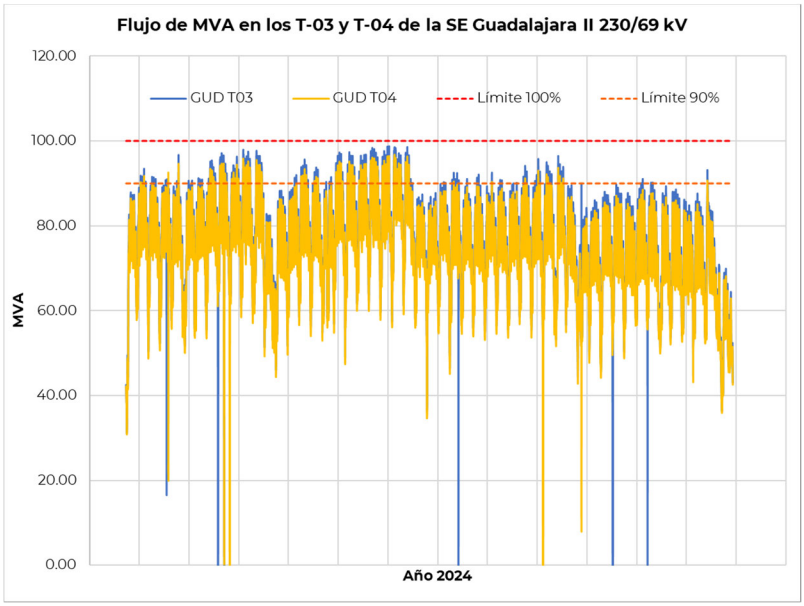
En la SE Guadalajara I, a partir del 26 de marzo de 2024 se tiene aplicada de manera permanente la estrategia operativa de unir las LT Acatlán – 93230 – Guadalajara I y LT Guadalajara I – 93810 – Colón para disminuir el flujo en los Transformadores. Aún con la estrategia aplicada, en los meses de mayo, junio y agosto se presentaron 58 y 99 horas totales por encima del 90% de su capacidad, mientras que se presentaron 10 y 12 horas por encima del 90% en el mes de noviembre. Lo anterior se muestra en la Figura 10.1.4.5. Para evitar la posible saturación de los Transformadores, tanto en Red Eléctrica completa, como ante falla de banco de transformación, se instruyó el proyecto “P16-OC1 Guadalajara Industrial” por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2016 y con fecha de entrada en operación actualizada a noviembre 2026, conforme a la información manifestada por la Transportista, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de Transformación de 230/69 kV, por lo que se tendrán que aplicar estrategias operativa para satisfacer el suministro eléctrico.

FIGURA 10.1.4.5. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES T-01 Y T-02 DE LA SE GUADALAJARA I 230/69 KV



En la SE Guadalajara II, únicamente durante el mes de octubre no se presentaron flujos superiores al 90% de la capacidad nominal, en el banco GUD-T03 se alcanzaron 706 horas (8% del año), mientras que en el banco GUD-T04 se alcanzaron 378 horas (4.3% del año). En el mes de enero 2024 se aplicó una Estrategia Operativa permanente en 69 kV con el fin de evitar que se supere el 100% de la capacidad en Red Eléctrica completa y, además, se tiene implementado un EAR ante disparo de Transformador. Lo anterior se muestra en la Figura 10.1.4.6. Para solventar esas problemáticas se tiene el proyecto "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)", que incorpora un Transformador adicional 230/69 kV de 100 MVA en la SE Guadalajara II, instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2020 con fecha de entrada en operación actualizada para julio 2027, dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación de la Red General de Distribución. Cabe mencionar que el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial", también ayuda a disminuir flujo por la transformación 230/69 kV de la SE Guadalajara II, ya que se transfiere la carga de la SE Las Pintas a la nueva SE Guadalajara Industrial, se prevé que en el año 2025 y hasta la puesta en servicio del proyecto antes descrito, se tenga una condición donde la demanda de la zona supere la capacidad de Transformación de 230/69 kV, por lo que se tendrán que aplicar estrategias operativas para satisfacer el suministro eléctrico.

FIGURA 10.1.4.6. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES T-03 Y T-04 DE LA SE GUADALAJARA II 230/69 KV



Como consecuencia de la estrategia operativa aplicada para disminuir el flujo en los Transformadores de la SE Guadalajara II, en el mes de junio ante falla del AT-05 230/69 kV de la SE Atequiza, los Transformadores 230/69 kV de la SE Atequiza sobrepasaron el 90% de su capacidad durante 2 y 4 horas como se muestra en la Figura 10.1.4.7.

Los bancos T-01 y T-02 de la SE Guadalajara Oriente operaron por encima del 90% de su capacidad nominal durante 4 y 5 horas, respectivamente como se muestra en la Figura 10.1.4.8. Lo anterior fue derivado de la indisponibilidad del GDO T-02 el día 14/04/2024 debido a mantenimiento programado y a indisponibilidad por falla del GDO T-01 el día 04/10/2024.

En la SE Zapopan, el Transformador T-01 230/69 kV (100 MVA) opero 71 horas con un flujo superior al 90% de su capacidad nominal como se muestra en la Figura 10.1.4.9., esto debido al alto flujo de reactivos desde 230 kV hacia la Red Eléctrica de 69 kV de la zona. Para ayudar a disminuir esta problemática, se tiene el proyecto “P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara”, que añade 114 MVAr de compensación fija en la Zona Metropolitana de Guadalajara y que fue instruido por la SENER a CFE en el 2018 y tiene fecha de entrada en operación actualizada para septiembre del 2026.

FIGURA 10.1.4.7. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES T-03, T-04 Y T-05 DE LA SE ATEQUIZA 230/69 KV

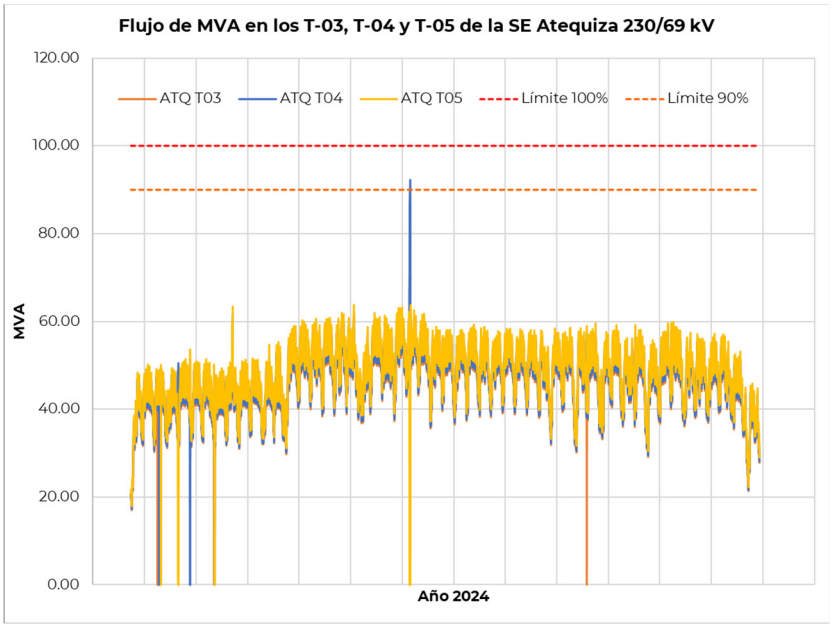


FIGURA 10.1.4.8. FLUJO DE MVA EN LOS TRANSFORMADORES T-01 Y T-02 DE LA SE GUADALAJARA ORIENTE 230/69 KV

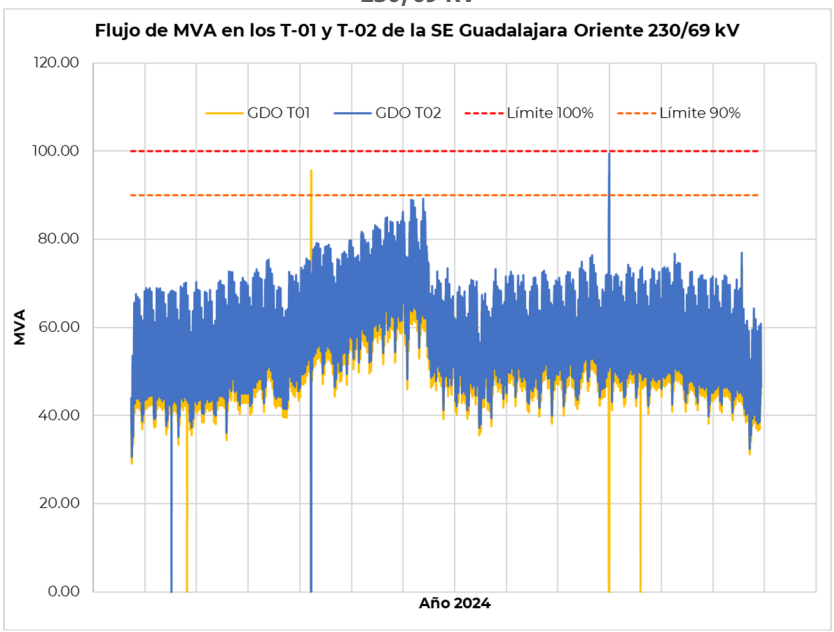
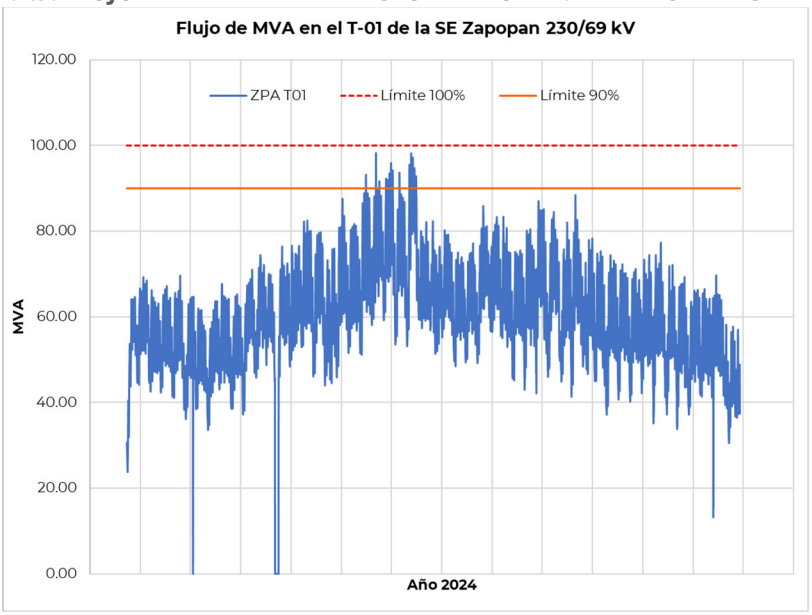


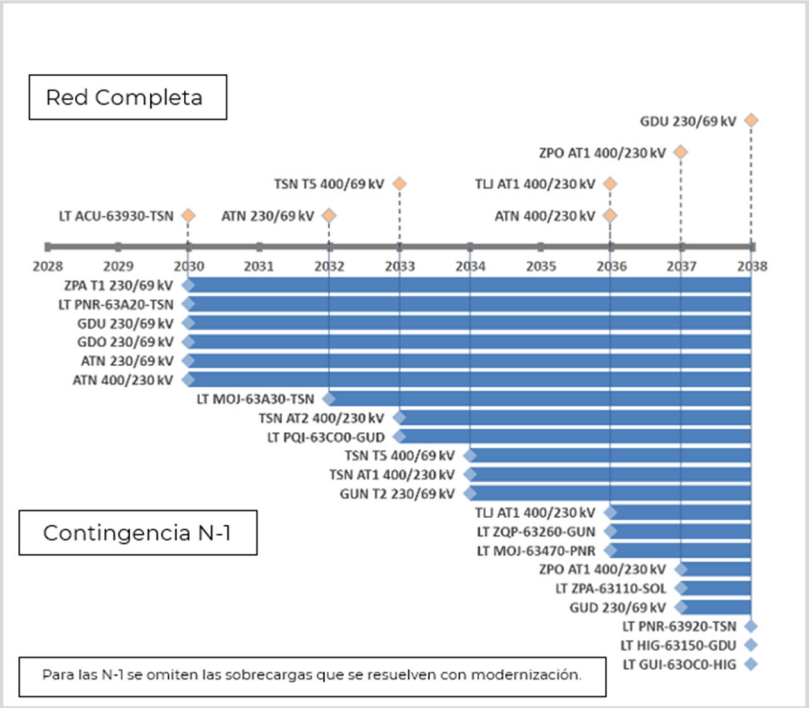
FIGURA 10.1.4.9. FLUJO DE MVA EN EL TRANSFORMADOR T-01 DE LA SE ZAPOPAN 230/69 KV.



Para las condiciones de Demanda Máxima previstas para el periodo 2030 – 2038, aun considerando en servicio los proyectos instruidos: P16-OC1 Guadalajara Industrial, P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara, P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV) y P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV), se visualiza que se presenten sobrecargas en los Transformadores 230/69 kV de la SE Acatlán y Guadalajara I así como en los Transformadores 400/230 kV de la SE Tlajomulco, Zapotlanejo y Acatlán y en el Transformador 400/69 kV de la Tesistán en condiciones de Red Eléctrica completa.

Por otro lado, también por las condiciones de demanda previstas para el periodo 2030 – 2038, de acuerdo con el Pronóstico de Demandas por Subestaciones 2025 -2045 publicado por CENACE, se espera que ante falla y salida de operación de algún banco de transformación o una Línea de Transmisión de la ZMG, otros elementos superen su capacidad nominal, entre ellos, los Transformadores 400/230 de las SE Acatlán, Tesistán y Zapotlanejo, así como en el Transformador 400/69 kV de la SE Tesistán. Además, en los Transformadores 230/69 kV de la SE Zapopan, Guadalajara I, Guadalajara Oriente, Acatlán, Guadalajara Norte, Guadalajara II y las Líneas de Transmisión en 69 kV El Pinar – 63A20 – Tesistán, La Mojonera – 63A30 – Tesistán, Parque Industrial – 63CO0 – Guadalajara Dos, Zoquipan – 63260 – Guadalajara Norte, La Mojonera – 63470 – El Pinar, Zapopan – 63110 – El Sol, El Pinar – 63920 – Tesistán, Higuerillas – 63150 – Guadalajara I y Guadalajara Industrial – 63OC0 – Higuerillas, lo anterior se muestra en la Figura 10.1.4.10.

FIGURA 10.1.4.10. PROBLEMÁTICA DE SOBRECARGAS EN EL PERIODO 2030-2038 EN LA ZMG



Adicionalmente, incluido al crecimiento natural de la demanda eléctrica y su consecuente consumo de reactivos, se presenta un alto consumo de reactivos en los elementos de transmisión y transformación de la Red Eléctrica de 69 kV como se muestra en las Figuras 10.1.4.11 y 10.1.4.12, esto se entiende, principalmente a que con el paso del tiempo se tendrá una mayor transferencia de energía eléctrica a través de Líneas de Transmisión y Transformadores, el bajo valor de la Impedancia Natural (SIL) de las Líneas de Transmisión en 69 kV y a la alta impedancia en ciertos elementos de Transformación para no sobrepasar el nivel de cortocircuito de los equipos en las subestaciones.

FIGURA 10.1.4.11. CONSUMO DE MVAR EN LA TRANSFORMACIÓN 230/69 KV

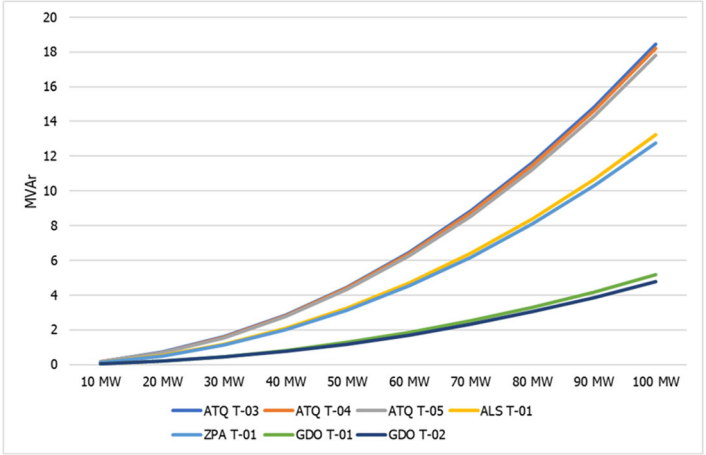
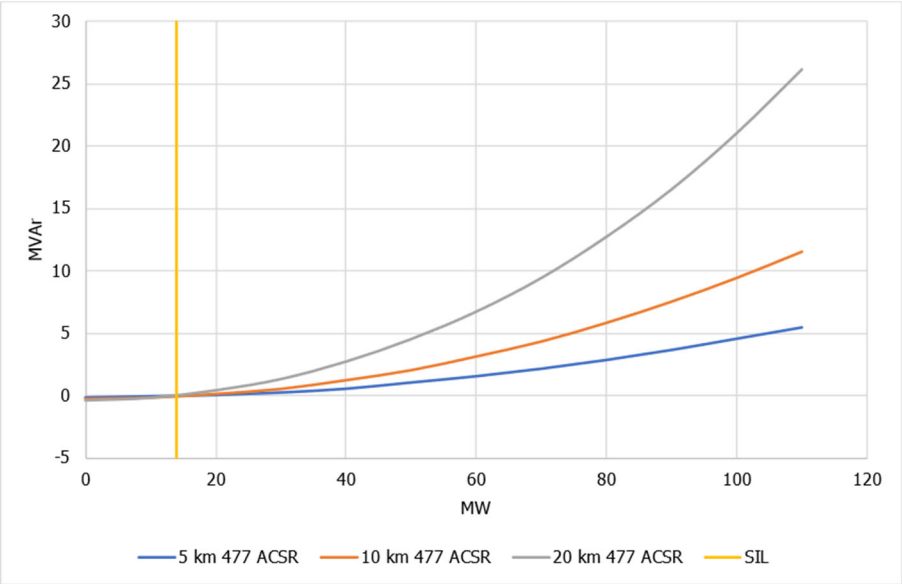


FIGURA 10.1.4.12. CONSUMO DE MVAR EN LAS LT DE 69 KV



Por todo lo mencionado anteriormente, se vuelve indispensable contar con un proyecto de expansión que refuerce la transformación, transmisión y compensación de la Red Eléctrica de la ZMG derivado del crecimiento tan importante que se espera en los próximos años. Por lo que se proponen dos Alternativas para la solución a las problemáticas descritas.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la ZMG; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión SE Tlajomulco a SE Las Pintas, conformada por:
- Tramo 1, doble circuito, con una longitud estimada de 7.0 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del primer circuito operada en 69 kV. (1)
- Tramo 2, doble circuito, con una longitud estimada de 7.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del segundo circuito operada en 69 kV. (2)
- Tramo 3, doble circuito, con una longitud estimada de 1.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del primer circuito operada en 69 kV. (3)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115 kV operada en 69 kV para entroncar la SE Tlajomulco en la actual LT San Agustín – 63OC0 – Santa Cruz. (4)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115 kV operada en 69 kV para entroncar la SE Tlajomulco en la actual LT Guadalajara I – 63870 – Santa Cruz. (5)

- Línea de Transmisión, un circuito, con una longitud aproximada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115 kV operada en 69 kV para cambiar la topología entre las SE San Agustín y Bugambilias. (6)
- Línea de Transmisión desde la SE Tlajomulco al circuito disponible en la estructura de la LT San Jorge-63050-Atequiza, para formar las trayectorias Tlajomulco-San Jorge y Tlajomulco-Parque Industrial, doble circuito, con una longitud estimada de 15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115 kV operada en 69 kV. (7)
- Línea de Transmisión, un circuito, con una longitud aproximada de 0.6 km, dividido en tres secciones, de un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115 kV operada en 69 kV para completar la LT Tlajomulco – Parque Industrial. (8)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 9.0 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Tesistán – 63A20 – Pinar. (9)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 6.4 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Tesistán – 63920 – Pinar. (10)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 11.75 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Tesistán – 63A30 – Mojonera. (11)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 7.5 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Pinar – 63470 – Mojonera. (12)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 9.2 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Guadalajara II – 63680 – Ahogado. (13)

TRANSFORMACIÓN

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/69 kV en la SE Tlajomulco. (14)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/69 kV en la SE Tesistán. (15)
- Traslado del Transformador T-03 230/69 kV de 100 MVA de la SE Tesistán a la SE Guadalajara Oriente. (16)

COMPENSACIÓN:

- Un banco de capacitores de 24 MVAr de capacidad en 69 kV en la SE Tlajomulco. (17)
- Un banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad en 69 kV en la SE Álamos. (18)
- Ampliación del banco de capacitores de la SE Chapala en 69 kV, de 8.1 a 12.15 MVAr. (19)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador de amarre de bus en 69 kV en la SE Tesistán. (20)
- Un alimentador en 69 kV-SF6 en la SE Álamos. (21)
- Ocho alimentadores y un interruptor de transferencia en la SE Tlajomulco. (22)
- Un alimentador en 69 kV en la SE San Jorge. (usar 63510 disponible). (23)
- Un alimentador en 69 kV en la SE Las Pintas. (usar 63730 y deshabilitar LT hacia Guadalajara II). (24)
- Recalibración de bus y puentes en las SE Penal para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Guadalajara Oriente – 63340 – Penal. (25)
- Recalibración de bus y puentes de la SE Zalatitán para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT Penal – 63320 – Zalatitán y Guadalajara Oriente – 63330 – Zalatitán. (26)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente (TC) en la SE Zapopan para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Zapopan – 63560 – Andares. (27)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Acueducto para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Acueducto – 63930 – Tesistán. (28)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Chapala para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Atequiza – 63070 – Chapala. (29)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Sol para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Zapopan – 63110 – Sol. (30)

- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Zapopan para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Zapopan – 63140 – Mojonera. (31)
- Recalibración de bus y puentes de la SE Pinar para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en las LT Mojonera – 63470 – Pinar, Pinar – 63920 – Tesistán y Pinar – 63A20 – Tesistán. (32)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Tesistán para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT Pinar – 63920 – Tesistán. (33)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Tesistán para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT Pinar – 63A20 – Tesistán. (34)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Tesistán para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT Mojonera – 63A30 – Tesistán. (35)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en las subestaciones Chapala y San Nicolás para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Chapala – 63780 – San Nicolás. (36)
- Reemplazo del interruptor de potencia 62010 en 69 kV en la SE Mojonera por uno de 40 kA. (37)
- Reemplazo del interruptor de potencia 65010 en 69 kV en la SE Tesistán por uno de 40 kA. (38)
- Reemplazo de dos interruptores de potencia 63330 y 62020 en 69 kV en la SE Guadalajara Oriente por capacidad de 40 kA. (39)
- Reemplazo de ocho cuchillas en 69 kV 63337, 63339, 63349, 63387, 63389, 67021, 63497, 63499 en la SE Guadalajara Oriente por capacidad de 40 kA. (40)
- Reemplazo de cinco interruptores de potencia 62010, 62020, 63860, 63A10 y 63820 en 69 kV en la SE San Agustín por capacidad de 40 kA. (41)
- Recalibración de buses en 69 kV de la SE Guadalajara Oriente para soportar 300 MVA. (42)

Alternativa 2

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión SE Tlajomulco a SE Las Pintas, conformada por:
- Tramo 1, doble circuito, con una longitud estimada de 7.0 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del primer circuito. (1)
- Tramo 2, doble circuito, con una longitud estimada de 7.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del segundo circuito. (2)
- Tramo 3, doble circuito, con una longitud estimada de 1.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. Tendido del primer circuito. (3)
- Línea de Transmisión para generar las nuevas trayectorias Zapotlanejo – Atequiza utilizando trayectorias de las LT Agua Azul-93J10-Atequiza y Zapotlanejo-93740-Atequiza, doble circuito, con una longitud estimada de 9.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-TA de 230 kV. (4)
- Unión de las Líneas de Transmisión Agua Azul-93J10-Atequiza con San Martín-93J50-Zapotlanejo para formar trayectoria Zapotlanejo – Agua Azul, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV. (5)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 3.3 km y un conductor por fase de calibre XLP 1600 mm2 de 230 kV para entroncar la SE Niños Héroes en la actual LT Agua Azul-93790-Álamos. (6)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR-PT de 230 kV para entroncar la SE Panamericana en la actual LT Tesistán-93590-Zapopan. (7)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud aproximada de 1.4 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT de 115kV (operadas en 69 kV) para entroncar la SE Panamericana en la actual LT Zapopan – 63140 – Mojonera. (8)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud aproximada de 1.4 km de un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR-PT de 115kV (operadas en 69 kV) para entroncar la SE Panamericana en la actual LT Pinar – 63470 – Mojonera. (9)

- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 69 kV, con una longitud aproximada de 8.6 km de un conductor por fase calibre 611 kcmil tipo ACCC-PT en la trayectoria Zapopan – 63140 – Mojonera. (10)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 0.2 km y dos conductores por fase de calibre 1113 ACSR-TA de 400 kV para entroncar la SE Mazatepec en la actual LT Tesistán – Acatlán. (11)
- Línea de Transmisión, cuádruple circuito, con una longitud estimada de 10.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 ACSR-TA de 230 kV para entroncar la SE Mazatepec en las actuales LT Tesistán – 93240 – Acatlán y Tesistán – 93370 – Acatlán. (12)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud estimada de 7.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 ACSR-PT de 230 kV para entroncar la SE Los Ocotes en la futura LT Tesistán – Mazatepec. (13)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud aproximada de 4.0 km de un conductor por fase calibre 795 ACSR-PT de 115kV y 1.4 km de un conductor por fase calibre XLP 1200 mm2 de 115kV (operadas en 69 kV) para entroncar la SE Los Ocotes en las LT San Agustín – Santa Cruz y Santa Cruz-63870-Guadalajara I, dejando deshabilitado los tramos hacia San Agustín y Guadalajara I. (14)
- Línea de Transmisión, doble circuito, con una longitud aproximada de 5.2 km de un conductor por fase calibre 795 ACSR-PT de 115kV (operadas en 69 kV) para entroncar la SE Los Ocotes en la actual LT San Agustín-63A10-Bugambilias. (15)
- Nueva Línea de Transmisión Guadalajara Industrial – San Agustín: (16)
- Tramo 1 230kV-1C-4.5 km-1113 ACSR-PT, tendido del cuarto circuito (operado en 69 kV)
- Tramo 2 115kV-1C-4.5 km-795 ACSR-PT, tendido del segundo circuito (operado en 69 kV).
- Tramo 3 utilizar tramo de línea de la actual LT Santa Cruz-63870-Guadalajara I.
- Tramo 4 115kV-1C-0.1 km-795 ACSR-PT, puente para unir San Agustín-Santa Cruz con Santa Cruz-Guadalajara I.

TRANSFORMACIÓN

- Dos bancos de transformación trifásicos de 60 MVA cada uno y relación de transformación 230/23 kV en la SE Las Pintas para sustituir los actuales T-01 y T-02 69/23 kV. (17)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV en la SE Zapotlanejo. (18)
- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 33 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/69 kV en la SE Guadalajara Oriente. (19)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/69 kV en la SE Panamericana. (20)
- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Mazatepec. (21)
- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/69 kV en la SE Los Ocotes. (22)

COMPENSACIÓN:

- Ampliación del banco de capacitores de la SE Chapala en 69 kV, de 8.1 a 12.5 MVAr. (23)
- STATCOM de +300/-300 MVAr en la SE Tlajomulco en 230 kV. (24)

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Un alimentador en 230 kV-SF6 en la SE Las Pintas. (25)
- Un alimentador en 230 kV en la SE Tlajomulco. (26)
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Zapotlanejo. (27)
- Dos alimentadores en 230 kV-SF6 en la SE Niños Héroes. (28)
- Dos alimentadores en 230 kV-SF6 en la SE Panamericana. (29)
- Cuatro alimentadores en 115 kV-SF6 en la SE Panamericana (operado en 69 kV). (30)
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Mazatepec. (31)
- Cuatro alimentadores en 230 kV en la SE Mazatepec. (32)
- Dos alimentadores en 230 kV-SF6 en la SE Los Ocotes. (33)

- Cuatro alimentadores en 115 kV-SF6 en la SE Los Ocotes (operado en 69 kV). (34)
- Recalibración de bus y puentes en las SE Penal para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Guadalajara Oriente – 63340 – Penal. (35)
- Recalibración de bus y puentes de la SE Zalatitán para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT Penal – 63320 – Zalatitán y Guadalajara Oriente – 63330 – Zalatitán. (36)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Zapopan para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Zapopan – 63560 – Andares. (37)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Acueducto para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Acueducto – 63930 – Tesistán. (38)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Chapala para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Atequiza – 63070 – Chapala. (39)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Sol para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Zapopan – 63110 – Sol. (40)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Sol para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Zapopan – 63180 – Sol. (41)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en la SE Zapopan para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT Zapopan – 63140 – Mojonera. (42)
- Recalibración de bus y puentes de la SE Pinar para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Mojonera – 63470 – Pinar. (43)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente en ambas subestaciones para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Chapala – 63780 – San Nicolas. (44)
- Recalibración de bus y puentes de la SE Sol para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT Sol – 63420 – Guadalajara I. (45)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente de la SE Bugambilias para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Bugambilias – 63A10 – San Agustín. (46)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente de la SE Guadalajara Norte para alcanzar una cargabilidad de al menos 130 MVA en la LT Zoquipan – 63260 – Guadalajara Norte. (47)
- Reemplazo de Transformadores de Corriente de la SE Guadalajara II para alcanzar una cargabilidad de al menos 319 MVA en la LT Atequiza – 93730 – Guadalajara II. (48)
- Reemplazo del interruptor de potencia 62010 en 69 kV en la SE Mojonera por uno de 40 kA. (49)
- Reemplazo del interruptor de potencia 65010 en 69 kV en la SE Tesistán por uno de 40 kA. (50)
- Reemplazo de ocho cuchillas en 69 kV 63337, 63339, 63349, 63387, 63389, 67021, 63497, 63499 en la SE Guadalajara Oriente por capacidad de 40 kA. (51)
- Reemplazo de ocho cuchillas en 69 kV en la SE Guadalajara Oriente por uno de 40 kA. (52)
- Reemplazo de cinco interruptores de potencia 62010, 62020, 63860, 63A10 y 63820 en 69 kV en la SE San Agustín por capacidad de 40 kA. (53)
- Recalibración de buses en 69 kV de la SE Guadalajara Oriente para soportar 300 MVA. (54)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 10.1.4.13 a 10.1.4.14, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 10.1.4.13. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1, PARTE SUR

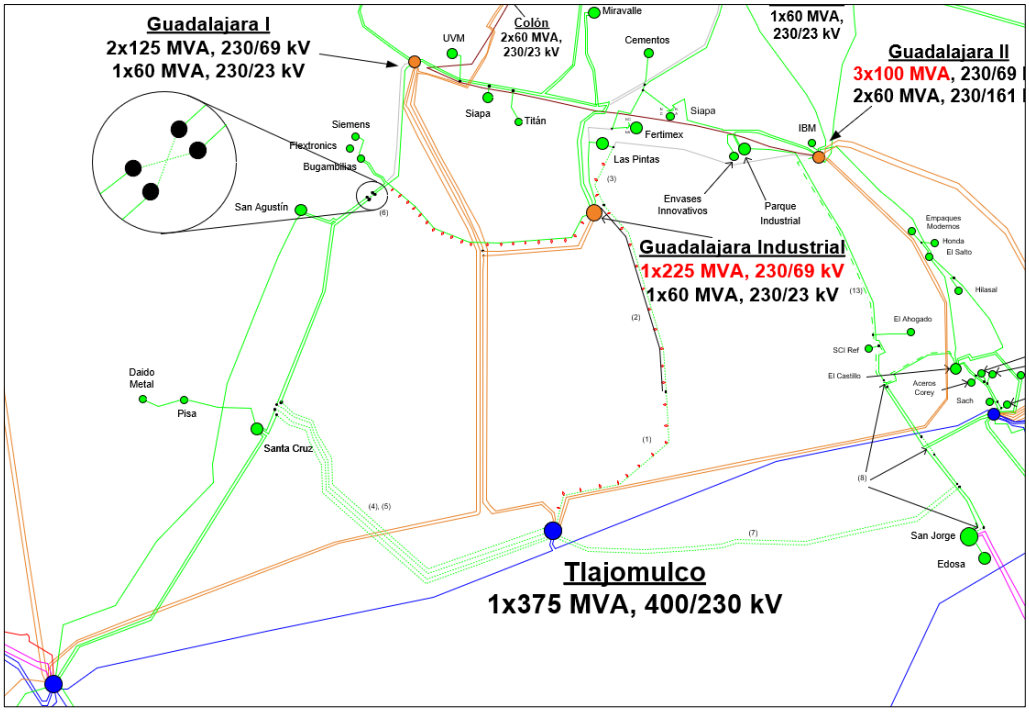


FIGURA 10.1.4.14. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1, PARTE NORTE

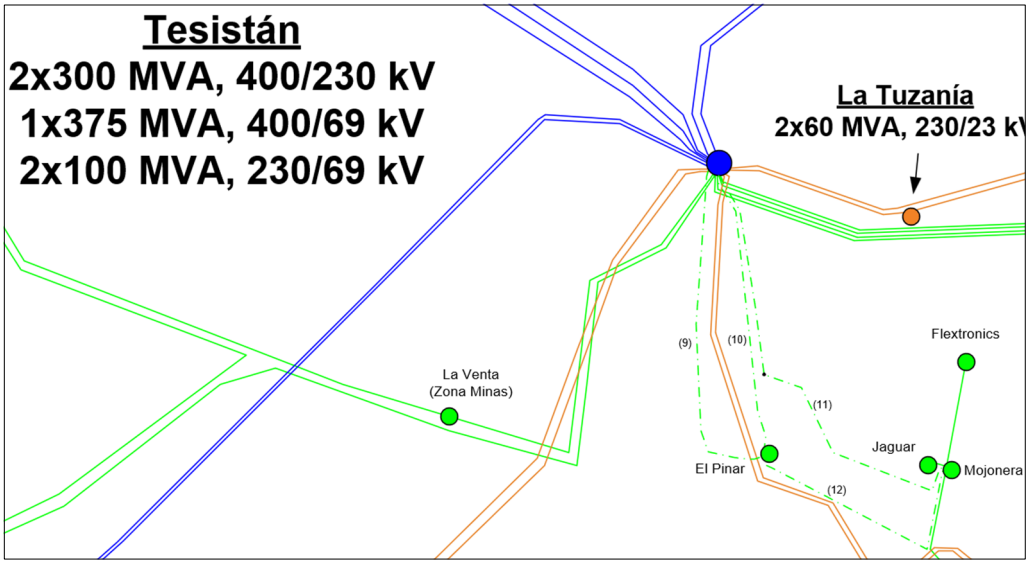


FIGURA 10.1.4.15. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2, PARTE SUR

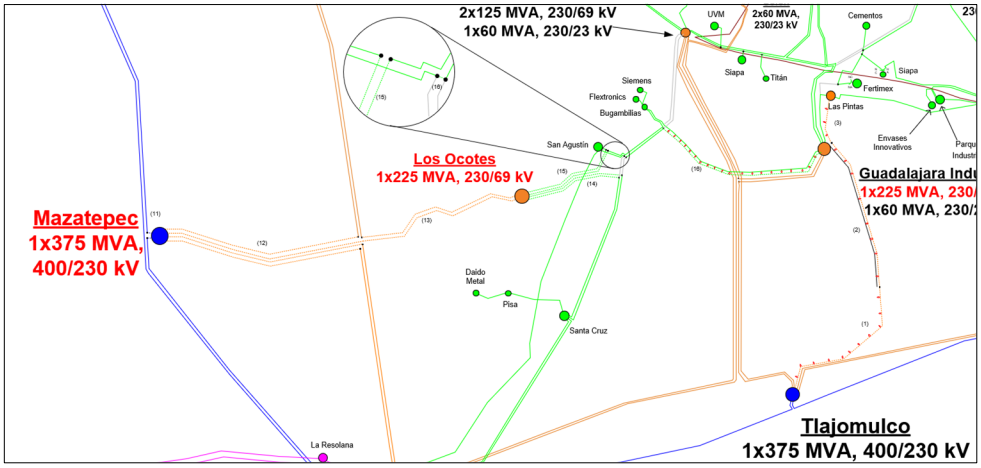
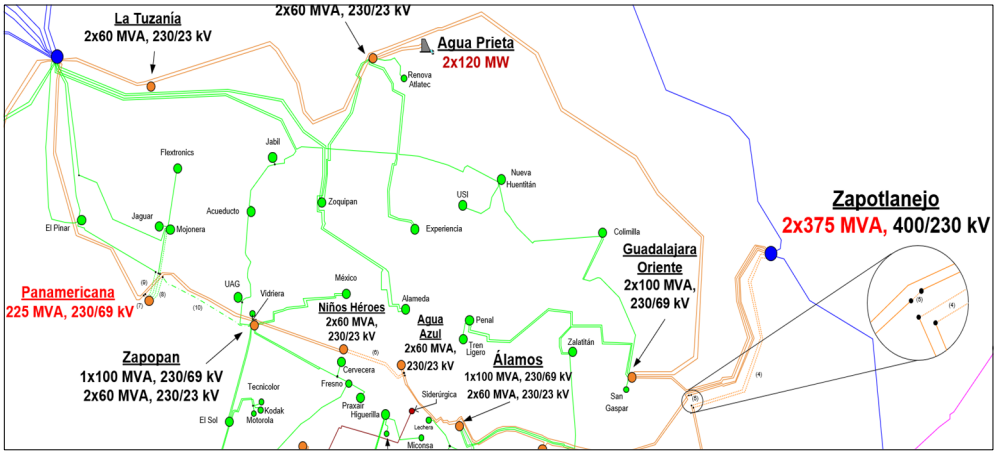


FIGURA 10.1.4.16. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2, PARTE NORTE



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 2,532.487 millones de pesos de 2024 (148,098.65 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta alternativa consta de dos transformadores de 375 MVA, un traslado de un transformador de 100 MVA, 16.2 km de Líneas de Transmisión de 230 kV operadas en 69kV, 45.7 km de Líneas de Transmisión de 115 kV operadas en 69 kV, 43.85 km de Líneas de Transmisión en 69 kV, trece alimentadores en 69 kV, repotenciación de quince Líneas de Transmisión en 69 kV, dos bancos de capacitores uno de 24 y otro de 18 MVAr, una ampliación de capacitor de 8.1 a 12.15 MVAr, nueve interruptores de potencia en 69 kV, ocho cuchillas en 69 kV, así como una recalibración de buses en 69 kV.

Los Cuadros 10.1.4.1 a 10.1.4.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 10.1.4.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tlajomulco-Las Pintas /1, 2, 4	230	2	7.0	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Las Pintas /1, 2, 4	230	2	1.7	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Las Pintas /1, 3, 4	230	2	7.5	abr-30	abr-30
Tlajomulco-entronque San Agustín-63OC0-Santa Cruz /1, 5	115	2	15.0	abr-30	abr-30
Tlajomulco-entronque Guadalajara I-63870-Santa Cruz /1, 5	115	2	15.0	abr-30	abr-30
San Agustín–Bugambilias (Cambio de Topología) /1,5	115	1	0.1	abr-30	abr-30
Tlajomulco- San Jorge/Parque Industrial /1, 5	115	2	15.0	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Parque Industrial (Tramo para completar) /1, 5	115	1	0.6	abr-30	abr-30
Tesistán-63A20-Pinar /6	69	1	9.0	abr-30	abr-30
Tesistán-63920-Pinar /6	69	1	6.4	abr-30	abr-30
Tesistán-63A30-Mojonera /6	69	1	11.75	abr-30	abr-30
Pinar-63470- Mojonera /6	69	1	7.5	abr-30	abr-30
Guadalajara II-63680-Ahogado /6	69	1	9.2	abr-30	abr-30
Total			**105.75**		

1/ Operada en 69 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Tendido del segundo circuito
4/ Calibre 1113 ACSR-PT.
5/ Calibre 795 ACSR-PT.
6/ Recalibración a 611 ACCC, para alcanzar 140 MVA.

CUADRO 10.1.4.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tlajomulco	4	T	125	400/69	abr-30	abr-30
Tesistán	3	T	125	400/69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente /1	3	T	33	230/69	abr-30	abr-30
Total	**10**		**975**			

T. Transformador
1/ Traslado del T-03 proveniente de la SE Tesistán

CUADRO 10.1.4.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tlajomulco	Capacitor	69	24	abr-30	abr-30
Álamos	Capacitor	69	18	abr-30	abr-30
Chapala /1	Capacitor	69	12.15	abr-30	abr-30
Total			**54.15**		

1/ Ampliación del Capacitor existente de 8.1 MVAr

CUADRO 10.1.4.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tesistán	Alimentador de amarre	1	69	abr-30	abr-30
Álamos	Alimentador SF6	1	69	abr-30	abr-30
Tlajomulco	Alimentador nuevo	8	69	abr-30	abr-30
Tlajomulco	Alimentador de transferencia	1	69	abr-30	abr-30
San Jorge	Alimentador /1	1	69	abr-30	abr-30
Las Pintas	Alimentador /2	1	69	abr-30	abr-30
Penal	Bus y Puentes /3	1	69	abr-30	abr-30
Zalatitán	Puentes /4	2	69	abr-30	abr-30
Zalatitán	Bus /4	1	69	abr-30	abr-30
Zapopan	TC /5	6	69	abr-30	abr-30
Acueducto	TC /6	3	69	abr-30	abr-30
Chapala	TC /7, 8	6	69	abr-30	abr-30
Sol	TC /9	3	69	abr-30	abr-30
Pinar	Bus y Puentes /10	3	69	abr-30	abr-30
Tesistán	TC /11	9	69	abr-30	abr-30
San Nicolás	TC /8	3	69	abr-30	abr-30
Mojonera	Interruptor /12	1	69	abr-30	abr-30
Tesistán	Interruptor /12	1	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Interruptor /12	2	69	abr-30	abr-30
San Agustín	Interruptor /12	5	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Cuchillas /13	8	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Bus	1	69	abr-30	abr-30
Total		**67**			

TC. Transformadores de Corriente
1/ Usar 63510 disponible
2/ Usar 63730 y deshabilitar hacia Guadalajara II
3/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Guadalajara Oriente – 63340 – Penal
4/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT's Penal – 63320 – Zalatitán y Guadalajara Oriente – 63330 – Zalatitán
5/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT's Zapopan – 63560 – Andares y Zapopan – 63140 – Mojonera
6/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Acueducto – 63930 – Tesistán
7/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Atequiza – 63070 – Chapala
8/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 130 MVA en la LT Chapala – 63780 – San Nicolas
9/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Zapopan – 63110 – Sol
10/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en las LT's Mojonera – 63470 – Pinar, Pinar – 63920 – Tesistán y Pinar – 63A20 – Tesistán
11/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en las LT's Pinar-63920-Tesistan, Pinar – 63A20 – Tesistán y Mojonera – 63A30 – Tesistán
12/ Interruptores de Potencia de 40 kA de nivel de corto circuito
13/ Cuchillas de 40 kA de nivel de corto circuito

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 5,034.5 millones de pesos de 2024 (294.415 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Esta alternativa consta de dos transformadores de 375 MVA, dos transformadores de 225 MVA, un transformador de 100 MVA, dos transformadores de 60 MVA, 0.2 km de Líneas de Transmisión de 400 kV, 52.2 km de Líneas de Transmisión de 230 kV (4.5 km operadas en 69 kV), 12.6 km de Líneas de Transmisión de 115 kV operadas en 69 kV, 8.6 km de LT en 69 kV, dos alimentadores en 400 kV, catorce alimentadores en 230 kV, ocho alimentadores en 115 kV operados en 69 kV, repotenciación de quince líneas de transmisión en 69 kV, una ampliación de capacitor de 8.1 a 12.15 MVAr, nueve interruptores de potencia en 69 kV, ocho cuchillas en 69 kV, así como una recalibración de buses en 69 kV.

Los Cuadros 10.1.4.5 a 10.1.4.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 10.1.4.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatepec-entronque Tesistán-Acatlán /4	400	2	0.2	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Las Pintas /1, 3	230	2	7.0	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Las Pintas /1, 3	230	2	1.7	abr-30	abr-30
Tlajomulco-Las Pintas /2, 3	230	2	7.5	abr-30	abr-30
Zapotlanejo-Atequiza /4, 7	230	2	9.7	abr-30	abr-30
Zapotlanejo-Agua Azul /3, 8	230	1	0.1	abr-30	abr-30
Niños Héroes-entronque Agua Azul-Álamos /5	230	2	3.3	abr-30	abr-30
Panamericana-entronque Tesistán-Zapopan /3	230	2	0.2	abr-30	abr-30
Mazatepec-entronque Tesistán-93240/93370-Acatlán /4	230	4	10.7	abr-30	abr-30
Los Ocotes-entronque Tesistán-Mazatepec /3	230	2	7.5	abr-30	abr-30
Guadalajara Industrial – San Agustín (Tramo 1) /3, 9, 10	230	1	4.5	abr-30	abr-30
Panamericana-entronque Zapopan-63140-Mojonera y Pinar-63470-Mojonera /10, 11	115	4	1.4	abr-30	abr-30
Los Ocotes-entronque San Agustín–Bugambilias, San Agustín – Santa Cruz y Santa Cruz-Guadalajara I /6, 10	115	4	4.0	abr-30	abr-30
Los Ocotes-entronque San Agustín–Bugambilias /6, 10	115	2	1.2	abr-30	abr-30
Los Ocotes-entronque San Agustín – Santa Cruz y Santa Cruz-Guadalajara I /5, 10	115	2	1.4	abr-30	abr-30
Guadalajara Industrial – San Agustín (Tramo 2) /2, 6, 10	115	1	4.5	abr-30	abr-30
Guadalajara Industrial – San Agustín (Tramo 3) /6, 12	115	1	0.1	abr-30	abr-30
Zapopan-63140-Mojonera /13	69	1	8.6	abr-30	abr-30
Total			**73.6**		

1/ Tendido del primer circuito
2/ Tendido del segundo circuito
3/ Calibre 1113 ACSR-PT.
4/ Calibre 1113 ACSR-TA.
5/ Calibre XLP 1000mm2.
6/ Calibre 795 ACSR-PT.
7/ Utilizando trayectorias de las LT Agua Azul-Atequiza y Zapotlanejo Atequiza
8/ Unión LT Agua Azul-Atequiza con San Martín-Zapotlanejo
9/ Tendido del cuarto circuito
10/ Operada en 69 kV
11/ Calibre 611 ACCC-PT
12/ Puente para unir San Agustín-Santa Cruz con Santa Cruz-Guadalajara I
13/ Recalibración a 611 ACCC-PT, para alcanzar 140 MVA

CUADRO 10.1.4.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Zapotlanejo	3	AT	125	400/230	abr-30	abr-30
Mazatepec	4	AT	125	400/230	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	4	T	33	230/69	abr-30	abr-30
Panamericana	4	T	75	230/69	abr-30	abr-30
Los Ocotes	4	T	75	230/69	abr-30	abr-30
Las Pintas	2	T	60	230/23	abr-30	abr-30
Total	**21**		**1,728**			

T. Transformador
AT. Autotransformador

CUADRO 10.1.4.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chapala /1	Capacitor	69	12.15	abr-30	abr-30
Tlajomulco /2	CEV	230	600		
Total			**612.15**		

1/ Ampliación del Capacitor existente de 8.1 MVAr
2/ CEV +300/-300 MVAr

CUADRO 10.1.4.8. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatepec	Alimentador nuevo	2	400	abr-30	abr-30
Las Pintas	Alimentador SF6	1	230	abr-30	abr-30
Tlajomulco	Alimentador nuevo	1	230	abr-30	abr-30
Zapotlanejo	Alimentador nuevo	2	230	abr-30	abr-30
Niños Héroes	Alimentador nuevo	2	230	abr-30	abr-30
Panamericana	Alimentador SF6	2	230	abr-30	abr-30
Mazatepec	Alimentador nuevo	4	230	abr-30	abr-30
Los Ocotes	Alimentador SF6	2	230	abr-30	abr-30
Los Ocotes	Alimentador SF6 /1	2	115	abr-30	abr-30
Penal	Bus y Puentes /2	1	69	abr-30	abr-30
Zalatitán	Bus /3	1	69	abr-30	abr-30
Zalatitán	Puentes /3	2	69	abr-30	abr-30
Zapopan	TC /4	6	69	abr-30	abr-30
Acueducto	TC /5	3	69	abr-30	abr-30
Chapala	TC /6, 7	6	69	abr-30	abr-30
San Nicolás	TC/7	3	69	abr-30	abr-30
Sol	TC /8	6	69	abr-30	abr-30
Pinar	Bus y Puentes /9	1	69	abr-30	abr-30
Sol	Bus y Puentes /10	1	69	abr-30	abr-30
Bugambilias	TC/ 11	3	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Norte	TC/ 12	3	69	abr-30	abr-30
Mojonera	Interruptor /13	1	69	abr-30	abr-30
Tesistán	Interruptor /13	1	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Interruptor /13	2	69	abr-30	abr-30
San Agustín	Interruptor /13	5	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Cuchillas /14	8	69	abr-30	abr-30
Guadalajara Oriente	Bus	1	69	abr-30	abr-30
Total		**71**			

TC. Transformadores de Corriente
1/ Operado en 69 kV
2/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Guadalajara Oriente – 63340 – Penal
3/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT's Penal-63320-Zalatitán y Guadalajara Oriente – 63330 – Zalatitán
4/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en las LT's Zapopan – 63560 – Andares y Zapopan – 63140 – Mojonera
5/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT Acueducto – 63930 – Tesistán
6/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Atequiza – 63070 – Chapala
7/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 130 MVA en la LT Chapala-63780-San Nicolas
8/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 80 MVA en la LT Zapopan – 63110 – Sol y LT Zapopan – 63180 – Sol
9/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en las LT's Mojonera – 63470 – Pinar
10/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 140 MVA en la LT's Sol – 63420 – Guadalajara I
11/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 108 MVA en la LT's Bugambilias – 63A10 – San Agustín
12/ Para alcanzar una cargabilidad de al menos 130 MVA en la LT's Zoquipan – 63260 – Guadalajara Norte.
13/ Interruptores de Potencia de 40 kA de nivel de corto circuito
14/ Cuchillas de 40 kA de nivel de corto circuito

Indicadores económicos

En los Cuadros 10.1.4.9 y 10.1.4.10 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 10.1.4.11 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 10.1.4.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Miles de USA $ en VP_{2026}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,524	14,369	15,893	139,060	-123,167	0.11

CUADRO 10.1.4.10. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP_{2026}

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.230	-593.514	-591.284	273.951	-865.236	-2.158

CUADRO 10.1.4.11. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	Igual	Igual
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	2,532.48	5,034.5

10.1.5. E25-BC2 Incremento en la Compensación de potencia reactiva Dinámica en la región Valle de la GCRBC

Diagnóstico operativo.

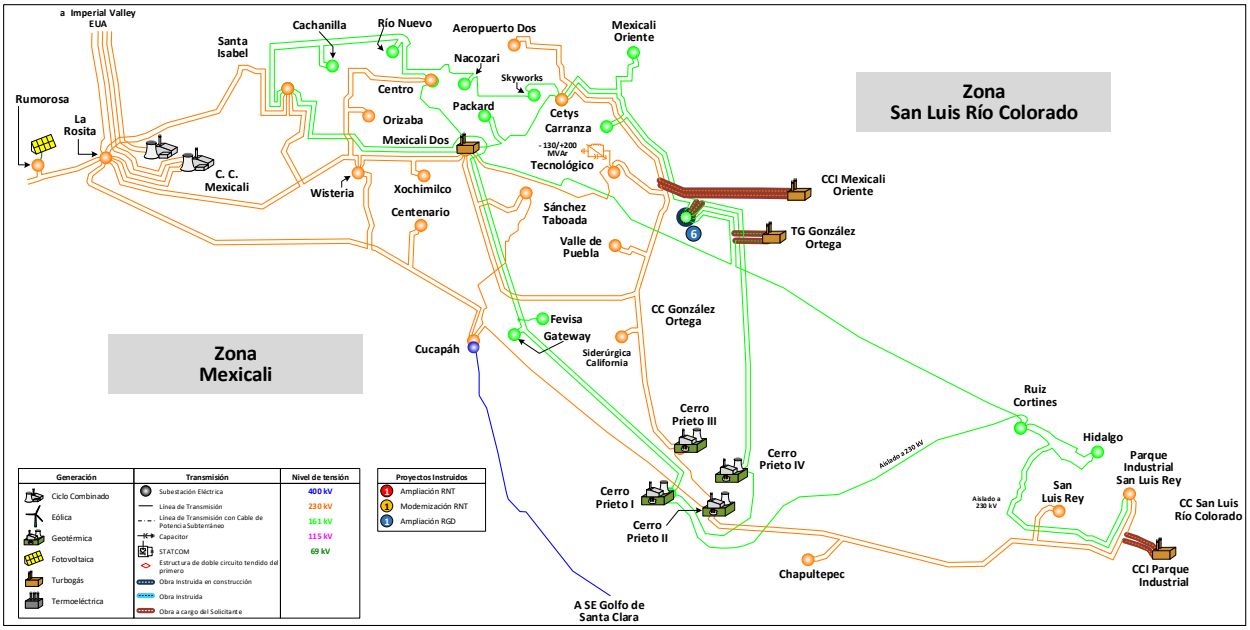
La Gerencia de Control Regional Baja California está conformada por dos grandes regiones de carga, denominadas Zona Costa y Zona Valle, esta última se integra por las ciudades de Mexicali, Baja California y San Luis Río Colorado, Sonora. Durante la temporada de verano las regiones abarcadas por estas ciudades alcanzan temperaturas superiores a los 50 °C lo cual incrementa el uso de energía eléctrica hasta casi 300 %, respecto a la temporada de invierno, la causa que ocasiona esta situación es principalmente por la entrada de equipos de aire acondicionado que se utilizan para mitigar las altas temperaturas, este incremento abrupto de la demanda de energía eléctrica, no solo satura la capacidad de transmisión y transformación de la Red Eléctrica en la Zona Valle, sino que también reduce la reserva de potencia reactiva con la que se cuenta en Mexicali y San Luis Rio Colorado, lo que conlleva a presentarse déficit de potencia reactiva y a su vez, a la operación de la única fuente de compensación dinámica tipo CEV con que se cuenta en Zona Valle, dicha situación imposibilita la regulación de la tensión ante la ocurrencia de anormalidades o contingencias en el SIBC.

Dentro de la Zona Valle se tiene contemplada la entrada en operación de nuevas Centrales de Generación de Energía Eléctrica de tipo Ciclo Combinado en las ciudades de Mexicali y San Luis Rio Colorado las cuales contribuirían en la reducción del déficit en la capacidad de potencia reactiva en la zona, sin embargo, esta no es una solución definitiva para el problema en la regulación de tensión y que debido a que se han presentado

disturbios eléctricos ocasionados por la carga tipo inductiva asociada a los aires acondicionados, fenómeno que provoca un alto consumo de energía eléctrica y abatimiento en la tensión en las Subestaciones Eléctricas al interior de Mexicali y San Luis Río Colorado, llevando a operar los esquemas de protección por bajo voltaje y acciones de corte de carga afectando montos elevados.

En la Figura 10.1.5.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la Zona Valle dentro del SIBC para 2025.

FIGURA 10.1.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA VALLE EN EL SIBC



Eventos de corte de carga ocurridos en el SIBC

Durante el periodo de verano, en particular en la Zona Valle del SIBC, se presentaron eventos que provocaron cortes de carga en la zona motivados por la problemática ocasionada por la motorización de los equipos de aire acondicionado.

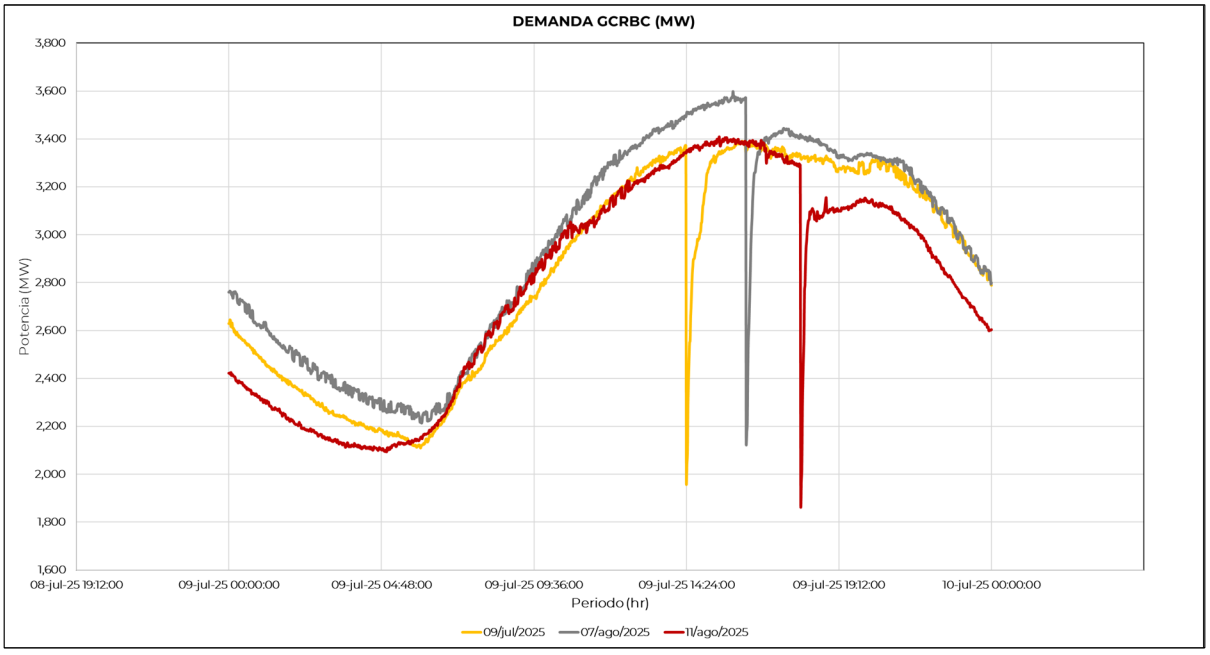
De los eventos relevantes que se han presentado en la Zona Valle del SIBC ocasionados por el disparo de elementos de transmisión, se ha tenido una afectación de carga de aproximadamente 1,400 MW, en los que se ha identificado una lenta recuperación de la tensión ocasionada por la alta penetración de aires acondicionados en zonas residenciales, presentándose el efecto de Recuperación de Tensión con retardo por falla inducida (FIDVR por sus siglas en inglés) en este este fenómeno la tensión del sistema sigue siendo significativamente reducida durante varios segundos después de que una falla en niveles de transmisión, subtransmisión o distribución ya ha sido liberada.

El FIDVR es causado por cargas de motor de inducción de par constante altamente concentradas, las cuales se atascan en respuesta a las bajas tensiones resultantes de las fallas en el sistema. **Los motores atascados extraen potencia reactiva excesiva de la red y requieren de cinco a seis veces su corriente típica de estado estable** en la condición de rotor bloqueado. Finalmente, los motores atascados dispararán por **protección térmica con una característica de sobrecorriente de tiempo inverso. Esto puede tomar de 3 a 20 segundos.**

En la Figura 10.1.5.2. se muestra el comportamiento de la demanda en la GCR Baja California ante la presencia de los siguientes eventos;

- 09 de julio de 2025 se presenta el disparo de la LT SIS-93670-WIS y de la LT MXI-83380-SIS en la Zona Valle. Se tuvo una afectación de carga de aproximadamente 1,414 MW, de los cuales: 620.9 MW fueron corte de carga directa, 319.3 MW fueron afectados por esquema de baja tensión DAC-27, y 793.1 MW por depresión de tensión. A las 14:47 horas queda recuperada el 100 % de la carga afectada.
- 07 de agosto de 2025 se presenta el disparo de la LT TEK-93850-MCI y TEK CEV 50 en la Zona Valle, se tuvo una afectación de carga aproximada de 1,467 MW en donde 629.8 MW se afectaron de carga directa, de los cuales 362 MW fueron afectados por esquema de bajo voltaje DAC-27, y 837.2 MW por depresión de voltaje, además de una afectación de generación de 79 MW. A las 16:29 horas queda recuperada el 100 % de la carga afectada.
- 11 de agosto de 2025 a las 17:59:07 horas sale de servicio LT 93180 ROA-SIS en la Zona Valle, opera relevador 87L fase “A”, tuvo una afectación de carga aproximada de 1,347 MW en donde 511 MW se afectaron de carga directa, de los cuales 268 MW fueron afectados por esquema de bajo voltaje DAC-27, 243 MW por 50/51 y 836 MW por depresión de voltaje, error de control de área registró +1335 MW, además de una afectación de generación de 73.0 MW. A las 18:40 horas queda recuperada el 100 % de la carga afectada.

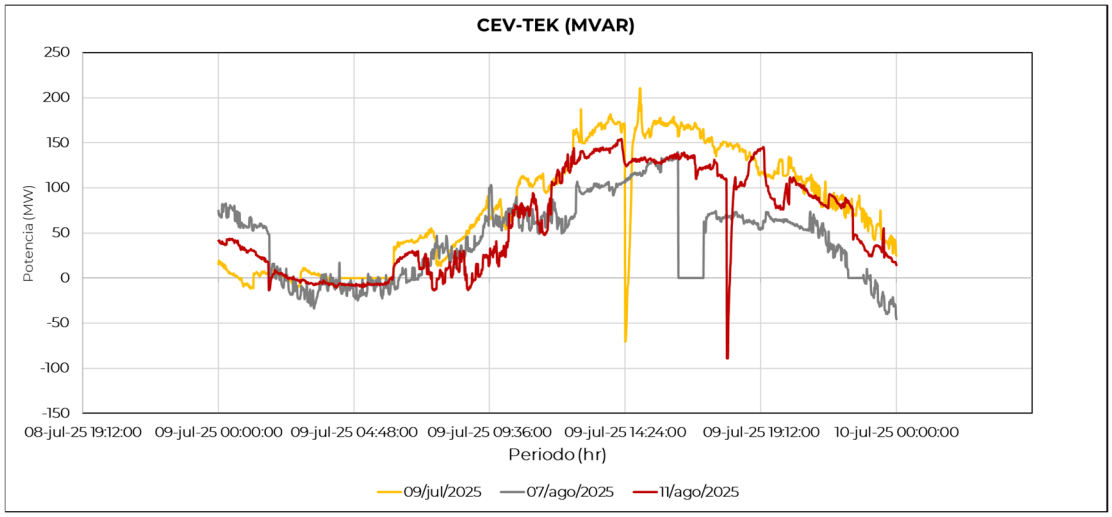
FIGURA 10.1.5.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA EN LA GCR BAJA CALIFORNIA



En la Figura 10.1.5.3. se muestra el comportamiento del Compensador Estático de VAr (CEV) de la SE Tecnológico, ante la presencia de los cortes de carga ocasionados por los eventos relevantes mostrados en la Figura 10.1.4.2, se observa la inyección y absorción de potencia reactiva siguiendo el comportamiento de la demanda, para los eventos del 9 de julio y 11 de agosto se observa una absorción significativa de potencia reactiva mientras que para el evento del 7 de agosto se observa un bloqueo durante la recuperación de la falla en donde no se presenta absorción de potencia reactiva, cabe mencionar que, el TEK-CEV ha operado muy cercano a sus límites máximos y mínimos de capacidad, si bien, el elemento ha coadyubado a la regulación de los perfiles de tensión ante la presencia de contingencias de elementos de transmisión ofreciendo una respuesta dinámica e instantánea a

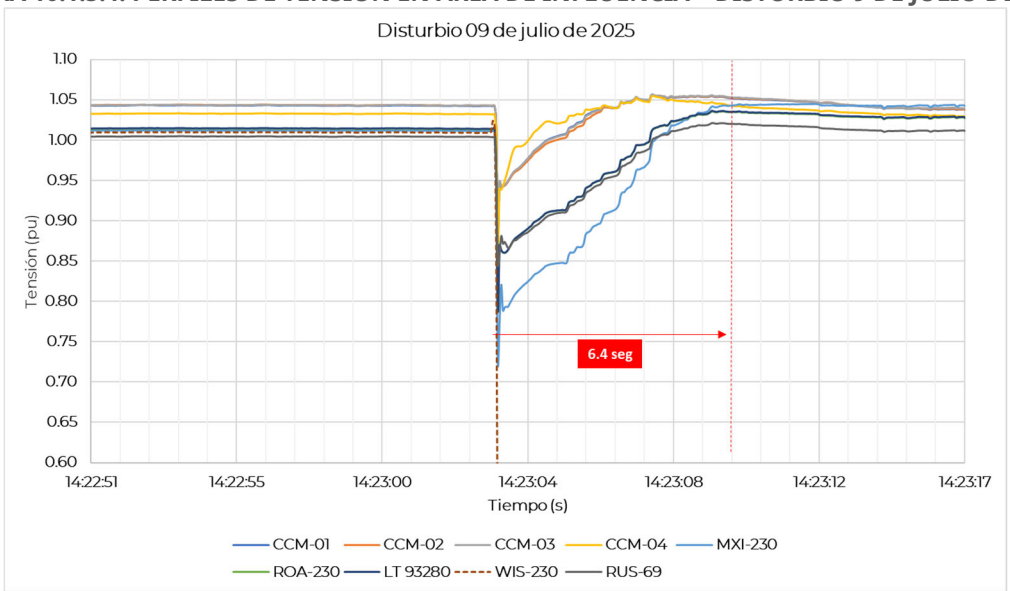
las necesidades de potencia reactiva de la red, se observa la necesidad de mayor capacidad de potencia reactiva con tecnología tipo STATCOM para reducir los tiempos de recuperación de tensión, así como también minimizar el corte de carga por esquemas bajo voltaje ante los fenómenos presentados.

FIGURA 10.1.5.3. COMPORTAMIENTO DEL CEV EN LA SE TECNOLÓGICO



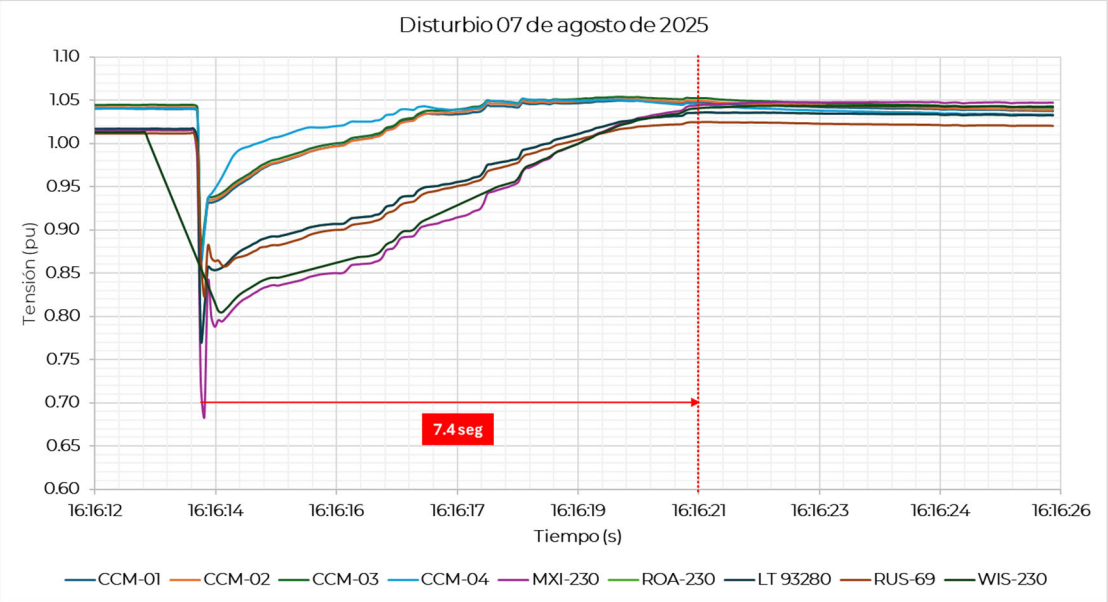
En la Figura 10.1.5.4. se muestra el comportamiento de los perfiles de tensión de diversas Subestaciones Eléctricas ubicadas dentro del área de influencia de la Zona Valle, ante la presencia del disparo de LT SIS-93670-WIS y de la LT MXI-83380-SIS presentado el 9 de julio de 2025 se tuvo una afectación de carga de aproximadamente 1,414 MW, llevando los niveles de tensión a valores por debajo de 0.95 PU., presentado una recuperación lenta de aproximadamente 6.4 segundos para llegar a sus valores nominales de operación.

FIGURA 10.1.5.4. PERFILES DE TENSIÓN EN ÁREA DE INFLUENCIA – DISTURBIO 9 DE JULIO DE 2025



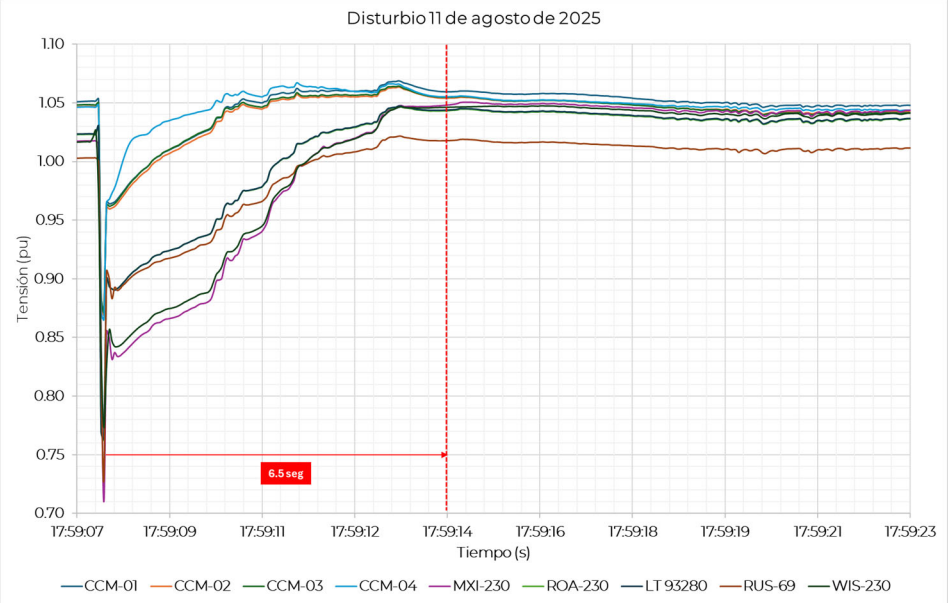
En la Figura 10.1.5.5. se muestra el comportamiento de los perfiles de tensión de diversas Subestaciones Eléctricas ubicadas dentro del área de influencia de la Zona Valle, ante la presencia del disparo de LT TEK-93850-MCI y TEK CEV 50 presentado el 7 de agosto de 2025 se tuvo una afectación de carga de aproximadamente 1,467 MW, llevando los niveles de tensión a valores por debajo de 0.95 PU., presentado una recuperación lenta de aproximadamente 7.4 segundos para llegar a sus valores nominales de operación.

FIGURA 10.1.5.5. PERFILES DE TENSIÓN EN ÁREA DE INFLUENCIA – DISTURBIO 7 DE AGOSTO DE 2025



En la Figura 10.1.5.6. se muestra el comportamiento de los perfiles de tensión de diversas Subestaciones Eléctricas ubicadas dentro del área de influencia de la Zona Valle, ante la presencia del disparo de LT 93180 ROA-SIS presentado el 11 de agosto de 2025 se tuvo una afectación de carga de aproximadamente 1,347 MW, llevando los niveles de tensión a valores por debajo de 0.95 PU., presentado una recuperación lenta de aproximadamente 6.5 segundos para llegar a sus valores nominales de operación.

FIGURA 10.1.5.6. PERFILES DE TENSIÓN EN ÁREA DE INFLUENCIA – DISTURBIO 11 DE AGOSTO DE 2025



Para poder solventar esta problemática de regulación de tensión y aportación de potencia reactiva en condición de estado estable y reducir las afectaciones de manera transitoria se requiere de incrementar la capacidad de aportación de potencia reactiva mediante equipos de compensación dinámica tipo STATCOM al interior de las ciudades de Mexicali y San Luis Río Colorado.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas ocurridas durante 2025 en el SIBC y las previstas hacia 2030, se identifican Alternativas de solución para solventar la problemática en la aportación de potencia reactiva y de regulación de tensión en condición de estado estable y reducir las afectaciones de manera transitoria.

Alternativa 1

COMPENSACIÓN:

- Instalación de compensación de potencia reactiva dinámica tipo STATCOM al interior de la Zona Valle, tanto la capacidad y las características de equipos de compensación, así como las ubicaciones de las Subestaciones Eléctricas a instalar los equipos se encuentran estudio.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Alimentadores para la instalación de equipos STATCOM, la cantidad de alimentadores, así como las ubicaciones de las Subestaciones Eléctricas a instalar los equipos de compensación dependerá de los resultados de estudios electrotécnicos del proyecto.

Alternativa 2

COMPENSACIÓN:

- Instalación de compensación de potencia reactiva dinámica tipo CEV o STATCOM al interior de la Zona Valle, tanto la capacidad y características de equipos de compensación, como las ubicaciones de las Subestaciones Eléctricas a instalar los equipos se encuentran estudio.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- Alimentadores para la instalación de equipo de compensación dinámica tipo CEV, así como alimentadores para equipos de compensación dinámica tipo STATCOM, la cantidad de alimentadores, así como las ubicaciones de las Subestaciones Eléctricas a instalar los equipos de compensación dependerá de los resultados de estudios electrotécnicos del proyecto.

Con base en los estudios técnicos que se realicen al interior del SIBC y los acuerdos a los que se llegue con el Transportista se definirán las Subestaciones Eléctricas que tendrán adecuaciones derivado de la adición de los equipos requeridos a instalar.

Resumen y resultados de las Alternativas.

Los alcances de las metas físicas de las alternativas propuestas al igual que sus montos de inversión se encuentran bajo estudio, actualmente se tienen propuestas en la capacidad de potencia reactiva que están entre los 400 y los 1200 MVAr (en valor absoluto considerando compensación Capacitiva e Inductiva), y que dependiendo de la capacidad a instalar se definirá el costo de las obras propuestas en las distintas alternativas. Debido a las problemáticas ocurridas en 2025 se establece como Fecha de Entrada en Operación Necesaria en **dic-26**, sin embargo, la Fecha de Entrada en Operación Factible se acordará con base en los resultados técnicos y económicos y los acuerdos con el Transportista.

CENACE

11

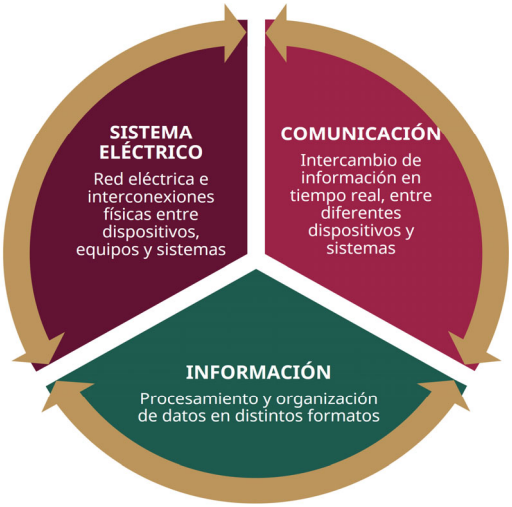
Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

11. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

La Red Eléctrica Inteligente (REI) consiste en la integración de diversas tecnologías avanzadas en un sistema unificado, con el propósito de apoyar a afrontar los desafíos energéticos y ambientales del planeta, permitiendo la integración de fuentes de energía renovables intermitentes y ayudando a descarbonizar los sistemas de energía. Además, representa un enfoque modernizado de la Planeación y Operación del Sistema Eléctrico, para resolver de forma económicamente eficiente las necesidades del presente y las que surgirán en un futuro próximo.

Para lograr la modernización y evolución de la Red Eléctrica hacia la REI, debe existir la coordinación efectiva entre los elementos de la Red Eléctrica y la interacción de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) en la Industria Eléctrica, que incluye las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la Energía Eléctrica. En este sentido, para avanzar de una manera ordenada, es necesario integrar una estrategia en común, para asegurar la interoperabilidad (Figura 11.1) que permita las interacciones de forma eficiente en la REI.

FIGURA 11.1. INTEROPERABILIDAD EN LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES



El desarrollo de las REI es esencial para alcanzar objetivos compartidos de seguridad energética, desarrollo económico y mitigación del cambio climático. Las REI contribuyen a reducir los picos de demanda de energía eléctrica y a estabilizar el Sistema Eléctrico mediante la incorporación de la Demanda Controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética; la integración de SAE para impulsar la incorporación acelerada de energías renovables, la integración de proyectos de Generación Distribuida (GD) y el desarrollo de microrredes; así como el despliegue de la electromovilidad implicando el crecimiento de la infraestructura de carga de Vehículos Eléctricos (VE).

Para prosperar en la modernización de la RNT y de las RGD haciendo uso de elementos de REI, es importante que los Integrantes de la Industria Eléctrica asuman una colaboración integral, para avanzar de forma ordenada en los aspectos necesarios que contribuyan a conseguir los objetivos planteados para la incorporación, gestión y coordinación de tecnologías de REI para la administración integral de todos los recursos del SEN.

11.1. Aspectos fundamentales de las Redes Eléctricas Inteligentes

Para que México transite hacia un Sistema Eléctrico con mayores elementos para el fortalecimiento de la infraestructura de la Red Eléctrica, se requiere contar, entre otras cosas, con un marco regulatorio alineado a la política energética establecida por la SENER, que identifique elementos que son susceptibles de desarrollo, y sus respectivos retos que se tienen que resolver, para lo cual es necesario avanzar en diversas estrategias.

11.1.1. Generación Distribuida

La regulación actual establece que la Generación Distribuida es una modalidad de generación de electricidad en Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.7 MW, que se encuentra interconectada en un circuito de distribución que contiene una alta concentración de Centros de Carga en términos de las Reglas de Mercado, de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables y es una Generadora Exenta. La energía eléctrica y Productos Asociados pueden ser destinados para uso propio o su venta en los términos de la LSE.

Además, de acuerdo con las estrategias y líneas de acción del PROSENER 2025-2030, se considera aumentar la GD con capacidades menores a 700 kW, mediante procesos simplificados, digitalizados y con atención prioritaria para pequeños productores, usuarios residenciales y del sector social.

La GD supone la reducción de pérdidas de energía en las actividades de transmisión y distribución debido a la cercanía que tiene la generación con el consumo, disminuyendo la cantidad de energía que tenga que ser transportada desde las grandes CE.

Además, la incorporación progresiva de la GD causa efectos sobre la Confiabilidad del SEN, por ejemplo, en la regulación de la frecuencia, el control de la potencia activa y reactiva, así como en la de la Calidad de la energía, en variaciones rápidas y desbalances de tensión, distorsión armónica de tensión, interrupciones, entre otros. Por tanto, en la medida que se incrementa la integración de ese tipo de generación, los requerimientos técnicos para su Interconexión deberán adecuarse a las mejores prácticas internacionales, adoptando las tecnologías más avanzadas en el Mercado para mantener la Confiabilidad del SEN. Asimismo, en el proceso de Planeación de las RGD, es necesario analizar propuestas para incorporar proyectos con tecnologías inteligentes para preservar los parámetros de Calidad de la energía y Confiabilidad del SEN dentro de estándares internacionales.

En este sentido, resulta relevante continuar la actualización y expedición de la regulación necesaria en materia de GD, para su aplicación en la integración de las nuevas tecnologías de medición, comunicación y control, con el propósito de seguir incentivando el desarrollo de la GD, para preservar la eficiencia, Accesibilidad, Sostenibilidad, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la GD para el acceso a las RGD.

11.1.2. Electromovilidad

Otro de los elementos de gran relevancia dentro de los Recursos Distribuidos de Energía (RDE), es la adopción del uso de VE. En la última década, la incorporación de VE a los sistemas de movilidad ha aumentado de manera exponencial en todo el mundo, sin embargo, también es necesario reconocer que existen a nivel global, ciertos factores que pueden disuadir el desarrollo de la electromovilidad, como el desconocimiento de los beneficios sociales y ambientales de esta Alternativa de transporte, la incertidumbre del Mercado hacia la cadena de suministro de la electromovilidad, la falta de inversión y desarrollo de infraestructura dedicada a esta actividad

y los altos costos de adquisición, rangos de operación limitados, tiempo de carga de las Baterías de VE, así como la infraestructura de carga limitada.

En relación con este último, se considera relevante el desarrollo de la infraestructura urbana dedicada a la integración de VE. En este sentido, se realizan acciones orientadas a establecer especificaciones técnicas aplicables a las estaciones de carga de VE, por principio de cuentas como parte de la integración de una infraestructura universal accesible para la carga de VE, pero también como parte de la identificación de retos técnicos derivados de la posibilidad de contar con flujos bidireccionales de energía eléctrica desde la infraestructura de carga de VE hacia las RGD.

De igual forma, resulta necesario realizar la identificación de necesidades de la Política Pública y Regulación, para definir la viabilidad de desarrollar mecanismos tarifarios que permitan adaptar la demanda de la infraestructura de carga de la electromovilidad a las necesidades del SEN y evaluar la necesidad en el mediano y largo plazo para aprovechar la Capacidad de Almacenamiento de los VE, en donde éstos puedan entregar energía eléctrica al Sistema.

11.1.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)

En la Estrategia de Transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, emitida por la SENER, se prevé a las REI, en conjunto con los SAE, como infraestructura integradora que permite al SEN hacer frente a los retos de integración de la generación intermitente como la FV y la EO; la descentralización de la energía; la electromovilidad y los cambios en el funcionamiento de las redes y los Mercados Eléctricos.

En este sentido, los SAE pueden brindar flexibilidad a las actividades de generación y consumo de energía eléctrica, así como atender necesidades de la Transportista y la Distribuidora. La posibilidad de integración en las diferentes actividades de la Industria Eléctrica convierte a estas tecnologías en un aliado importante para la planeación y operación del SEN.

Los SAE podrán aprovecharse a través de herramientas digitales, ya sea de manera directa con el operador del Sistema, o bien, con la Transportista y la Distribuidora para atender problemáticas locales.

11.1.4. Desarrollo de la Demanda Controlable

La regulación actual prevé la posibilidad de que los Usuarios Finales que lo deseen, puedan ofrecer al SEN la reducción de su demanda cuando se les requiera, ya sea por necesidades técnicas y/o económicas. De esta forma, se logra que el SEN, cuente con elementos flexibles adicionales a aquellos proporcionados por las CE. Para ello, el MEM prevé a la Demanda Controlable como un Producto Asociado a desarrollarse en la segunda etapa del Mercado, capaz de brindar servicios de flexibilidad al SEN.

Para que los Usuarios de Suministro Básico puedan acceder a esta Alternativa, se requiere diseñar programas que permitan aprovechar el potencial de la capacidad disponible en millones de Usuarios Finales con posibilidad de reducir su demanda. Al respecto, cabe mencionar que la viabilidad operativa de estos programas depende en gran medida de las herramientas digitales con las que se cuente, como el uso de Plataformas Digitales para la interacción entre los Usuarios Finales, la Suministradora y la Distribuidora.

También, se requiere de equipos de control y comunicación para monitorear la reducción del consumo, así como la entrega de productos que pudieran ser requeridos de manera local en las RGD. De esta forma, se asegura un

manejo óptimo de estos programas, permitiendo contar con información que analice sus beneficios, nuevos retos y estrategias de mejora continua.

11.1.5. Tecnologías inteligentes para el empoderamiento del Usuario

Adicionalmente, la modernización de la infraestructura de medición y comunicación permite contar con un monitoreo más detallado del comportamiento de la demanda y de sus perfiles de consumo para cada tipo de Usuario Final. El contar con información del comportamiento de los sectores que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico, brinda mayores insumos para la toma de decisiones al momento de desarrollar nuevas políticas públicas y regulaciones, así como al realizar la planeación del SEN.

El uso de tecnologías disponibles para la implementación de REI permite a su vez que, con suficiente información, se habiliten mecanismos para promover un consumo de energía eléctrica de mayor aprovechamiento, y que se desarrollen herramientas de adaptación del consumo mediante el desplazamiento de la curva de demanda conforme a las necesidades del SEN.

De esta forma, en conjunto con tecnologías de los SAE, los Usuarios Finales pueden contribuir en el desarrollo de un Sistema Eléctrico más confiable, eficiente y sustentable, al adaptar en medida de sus posibilidades, sus necesidades de consumo a las condiciones de operación del Sistema; es decir, flexibilizar la demanda de energía eléctrica.

Finalmente, el desarrollo de tecnologías para la implementación de REI permite contar con amplias opciones de herramientas tecnológicas a las que los Usuarios Finales pueden acceder para lograr un consumo más eficiente de la energía eléctrica. En coordinación con los programas de ahorro energético de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), es posible la integración de herramientas de control que permitan aumentar la eficiencia de los equipos utilizados al interior de los centros de consumo.

11.1.6. Tecnologías de medición, control y comunicación

En materia de tecnologías de medición, comunicación y control, se han emitido instrumentos normativos y regulatorios, que establecen el uso de equipos de medición con mayor precisión y con tecnologías de comunicación y control que permiten operar el SEN de una forma más eficiente y confiable.

La emisión de este Marco Normativo y regulatorio ofrece la oportunidad de modernizar los equipos del SEN. La modernización de la infraestructura de medición es una actividad esencial para el desarrollo del SEN. Un medidor inteligente, es un dispositivo de comunicación avanzada bidireccional, que debido a la tecnología de comunicación, puede proporcionar una recolección y transferencia segura de la información de consumo casi en tiempo real; por lo cual esta herramienta contribuye al plan de reducción de pérdidas técnicas en la Red Eléctrica y beneficia a los Usuarios Finales, mediante el acceso oportuno a la información de consumo y agilizando procesos de solicitudes del Suministro Eléctrico (cambio de tarifa, reposiciones de servicio), además de permitir la gestión eficaz para el restablecimiento del servicio en caso de interrupciones provocadas por terceros, por factores climáticos u otras razones.

En este sentido, la Transportista y la Distribuidora juegan un rol preponderante en posibilitar el acceso a la información. Como parte de estas acciones, éste último ha desarrollado un Sistema de Gestión de Medidores que posibilita interactuar con cualquier tipo de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

Asimismo, la Distribuidora ha implementado en sus programas de ampliación y modernización, desde el año 2016, un proyecto para la modernización continua de la infraestructura de medición de las RGD, que consiste en la sustitución de medidores electromecánicos por medidores digitales. Esto permite tener registros de las lecturas de energía eléctrica con mayor precisión, contribuyendo a la reducción de pérdidas técnicas y que en un futuro estos medidores sean utilizados como medios de comunicación entre el Usuario Final, la Suministradora y la Distribuidora.

Por otro lado, con la implementación de tecnologías avanzadas de control y comunicación se puede lograr incrementar la eficiencia operativa, por ejemplo, en las actividades de Transmisión y Distribución, mediante la detección y diagnóstico oportuno de las fallas de la Red Eléctrica y el restablecimiento eficaz del Servicio Eléctrico, incrementando así la Calidad que se brinda al Usuario Final.

11.1.7. Interoperabilidad y ciberseguridad

El desarrollo de sistemas de control y comunicación que permitan la interacción entre el CENACE, la Transportista y la Distribuidora de una manera confiable y segura, son los pilares para la operación del SEN y un aspecto prioritario para la implementación de los proyectos de REI.

Uno de los grandes retos para integrar al SEN los proyectos de REI, es la actualización de protocolos de seguridad cibernética que incluyan algoritmos de Inteligencia Artificial, permitiendo con ello la interoperabilidad entre todos los participantes del sector eléctrico de una manera segura.

11.1.8. Plataformas Digitales

La integración de la infraestructura de medición, control y comunicación, así como de los protocolos de seguridad y la interoperabilidad entre los participantes del sector eléctrico se ven reflejados a través de la implementación de Plataformas Informáticas.

Es por ello, que en materia de GD se ha desarrollado una Plataforma Informática que permite la interacción entre el Usuario Final, la Suministradora y la Distribuidora para atender las solicitudes de Interconexión de CE de GD a las RGD.

Actualmente la Plataforma Informática en materia de GD se encuentra en proceso de revisión para una actualización del contenido de la información y visualización, con el objetivo de consultar datos que permitan facilitar las estrategias de planeación para la ampliación y modernización de las RGD. Se espera que, en su momento, la Plataforma Informática puede interactuar con las CE de GD.

11.1.9. Retos para la integración de elementos

Uno de los principales retos para el desarrollo de los aspectos descritos antes, es la búsqueda de financiamiento para realizar los proyectos de REI. No obstante, se ha logrado adquirir infraestructura para implementar algunos proyectos de REI propuestos por la Transportista, la Distribuidora y el CENACE.

Asimismo, es de gran importancia contar con la capacidad de integrar todos los elementos interconectados y conectados, mediante sistemas y equipos de comunicación para la operación centralizada del SEN, así como lograr la interoperabilidad entre los distintos actores como la Transportista, la Distribuidora y el CENACE.

En México, los avances a 2020 en la implementación de la Agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), presentaron áreas de oportunidad en la planeación nacional, la programación del gasto, la legislación, el diseño y la aprobación de las metas nacionales, así como la consideración del impacto de la pandemia del COVID-19, lo que representa riesgos y desafíos adicionales no sólo para el Gobierno Federal, sino para los otros niveles de gobierno y los tres poderes de la Unión e incluso los sectores privado y social. [78]

La pandemia COVID-19 transformó la realidad social y "trastocó completamente la Agenda 2030". Es una crisis sanitaria, económica y social, considerada por la ONU como algo sin precedente que amenaza la vida y los medios de subsistencia. La ONU señaló que la pandemia impactó en 13 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS), ya que provocó la suspensión de actividades económicas, reducción de la jornada laboral, pérdida de ingresos y aumento del desempleo. En el Índice Global de los ODS, México se ubica en el lugar 80.[79]

Por lo tanto, para fortalecer y cumplir los objetivos nacionales en materia de energía, es importante identificar las oportunidades y los retos clave para determinar el camino a seguir. Por ejemplo, las medidas de Eficiencia Energética en edificaciones, transporte e industria mantienen bajo control el crecimiento de la demanda de energía y, al mismo tiempo, generan una amplia gama de beneficios sociales. Hasta el momento, menos de un tercio de los países a nivel internacional cuentan con estándares mínimos obligatorios de rendimiento energético; la cobertura de las normas de rendimiento en todos los sectores, estándares de economía de combustibles más estrictas y códigos de construcción actualizados con referencia a la energía, podrían reducir el crecimiento del consumo de la energía final.

11.2. Situación de las REI en el contexto internacional

Dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos en la Agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), se incluye el objetivo 7 "Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos", con las siguientes metas:

- Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos,
- Aumentar considerablemente la porción de Energía Renovable en el conjunto de fuentes energéticas,
- Duplicar la tasa mundial de mejora de la Eficiencia Energética,
- Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la Energía Limpia, incluidas las Fuentes Renovables, la Eficiencia Energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión de infraestructura energética y tecnologías limpias,
- Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

[78] La agenda 2030 de Naciones Unidas: el contexto mundial y el caso de México, Auditoria Superior de la Federación, 2021, Versión actualizada 2023.
Disponible en https://www.asf.gob.mx/uploads/1823_Novedades_Editoriales/Agenda_2030_131021_-_ISBN.pdf (consultado en enero de 2024).
[79] Sustainable development report 2023. Implementing the SDG Stimulus, Dublin University.
Disponible en https://s3.amazonaws.com/sustainabledevelopment.report/2023/sustainable-development-report-2023.pdf (consultado en enero de 2024).

En cuanto al Objetivo 9 “Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación”, destaca la siguiente meta:

- Modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas.

Algunas de las presiones inmediatas derivadas de la crisis energética global han disminuido, pero los Mercados Energéticos, la geopolítica y la economía mundial presentan inestabilidad y el riesgo de mayores perturbaciones se mantiene presente.

Los precios de los combustibles fósiles han disminuido desde los puntos máximos alcanzados en 2022; no obstante, los Mercados presentan tensión y volatilidad. Más de un año después de la invasión de Rusia, los combates en Ucrania son una constante a la que ahora se une el riesgo de un conflicto prolongado en Oriente Medio.[80]

La Agencia Internacional de Energía (IEA) prevé la caída de la demanda del petróleo debido principalmente a un cambio hacia la electromovilidad y a incrementos de eficiencia derivados de normas más estrictas de economía de combustible.[81]

11.2.1. Implementación de Prácticas

Dentro del contexto internacional, el panorama energético es muy diverso, ya que la implementación práctica de las REI no sigue un plan a nivel mundial, sino que está materializado por regiones o países de acuerdo con sus prioridades. La financiación de la transición energética es y seguirá siendo uno de los principales retos y oportunidades para las instituciones financieras. Esto es especialmente cierto en Europa, donde el 70 % de la financiación empresarial procede de los bancos. Muchos países están priorizando la sostenibilidad, centrándose en políticas y programas que promueven la conservación de energía, las tecnologías renovables y la innovación en los SAE, así como la modernización de la Red Eléctrica.

En Estados Unidos, el horizonte de California está evolucionando. La Red Eléctrica, que en un principio se construyó para distribuir electricidad a partir de combustibles fósiles, ahora está cambiando para integrar fuentes renovables. En las últimas 2 décadas, California ha aumentado significativamente su Capacidad de Energía Renovable, en particular la solar, lo que marca un paso importante hacia un Sistema Eléctrico más sustentable y robusto. Sin embargo, la energía solar por sí sola no es suficiente. Es un recurso poderoso, pero intermitente. Para garantizar la Confiabilidad y satisfacer las necesidades de electrificación, California se está centrando en equilibrar el suministro de energía eléctrica. Para afrontar los desafíos, California tiene un enfoque

[80] World energy Outlook 2023, Resumen ejecutivo, IEA (International Energy Agency),
Disponible en https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023?language=es (consultado en enero de 2024).
[81] Oil 2023 Report, IEA (International Energy Agency).
Disponible en https://www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2023 (consultado en enero de 2024).

proactivo que utiliza tecnología, políticas e inversiones en infraestructura para garantizar que la Red Eléctrica prospere en un futuro electrificado. Actualmente California está implementando las siguientes acciones clave[82]:

- Construir una mejor Red Eléctrica. Construir y mejorar las Líneas de Transmisión, reforzar la infraestructura contra los fenómenos meteorológicos extremos provocados por el cambio climático.
- Tecnologías de Red Eléctrica y carga inteligente de VE. Los avances en las tecnologías de REI, incluidos los medidores inteligentes y la automatización de la Red Eléctrica, son importantes para lograr una distribución eficiente de la electricidad y la previsión de la demanda.
- Programas de respuesta a la demanda. Los programas incentivan a los clientes a reducir el uso de electricidad durante los periodos de mayor demanda de electricidad para mejorar la Confiabilidad de la Red Eléctrica.
- Desarrollo de la fuerza laboral para la modernización de la Red Eléctrica. Ampliar e invertir en la fuerza laboral es fundamental y vital para construir nueva infraestructura e integrar tecnologías inteligentes para impulsar la capacidad y la resiliencia de la Red Eléctrica.
- Recursos Distribuidos de Energía. La integración de RDE, como paneles solares combinados con Bancos de Baterías, reduce la carga sobre la infraestructura de la Red Eléctrica troncal, mejorando la Confiabilidad y la flexibilidad de la Red Eléctrica. Las CE Virtuales (VPP) aprovechan estos recursos para respaldar la red, activando y desactivando tecnologías de Energía Limpia según sea necesario para ayudar a reducir la tensión durante los periodos de alta demanda y suministrar energía eléctrica a la Red Eléctrica cuando sea necesario.

Por otra parte, China es una potencia en materia de Energía Limpia, destacando en muchas historias de éxito, en las que se incluyen desde la energía solar hasta los VE. Para afrontar los desafíos que enfrenta el Sector Eléctrico, China cuenta con planes que son parte de una iniciativa masiva a nivel nacional para mejorar la eficiencia de la Red Eléctrica existente, ampliar la red para suministrar electricidad a las zonas rurales, gestionar la demanda para evitar cortes y sobrecargas y conectar instalaciones de generación de energía.

A diferencia de Estados Unidos, donde la mejora de las Redes Eléctricas se inicia a nivel regional, en China las enormes empresas de transmisión estatales y los procesos regulatorios simplificados, facilitan una construcción rápida sin las barreras que son características en los países más desarrollados, lo cual ha convertido a China en el mercado más grande e importante para el desarrollo de REI en el mundo. Dentro de las acciones que China ha implementado destacan las siguientes[83]:

- Promover la operación de redes integradas desde un sistema de Red Eléctrica.
- Promover la interoperabilidad y la coordinación de la seguridad entre diferentes Redes Eléctricas.
- Acelerar la construcción de estándares técnicos para REI: integrar, complementar, mejorar los estándares existentes y crear nuevos estándares.
- Impulsar los SAE.
- Impulsar la transmisión de energía eléctrica de gran capacidad y a larga distancia.
- Promover el cambio de equipos con tecnologías de bajo consumo energético.

[82] How Can We Prepare our Electric Grid for California's Decarbonized Future?
Disponible en https://mcecleanenergy.org/how-can-we-prepare-our-electric-grid-for-californias-decarbonized-future (consultado en enero de 2024).
[83] China: Rise of the Smart Grid, Special Report by Zpryme´s Smart Grid Insights, January 2011.

11.2.2. Estrategias de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles limpios

Para aumentar la oferta de Energía Limpia y sus tecnologías asociadas es necesario impulsar el panorama de innovación de las soluciones energéticas limpias, incluidos los combustibles alternativos, el hidrógeno y la captura y almacenamiento de Carbono.

Las políticas están facilitando el camino para una transición progresiva, y la atención en su implementación determinará la trayectoria de la transición. Con los compromisos actualizados de los países, la cobertura global de emisiones de gases de efecto invernadero aumentó del 69 % al 77 %. Una combinación de políticas recientes, como la Ley de Reducción de la Inflación de los Estados Unidos, el Programa de Transformación Verde de Japón, el Mecanismo de Ajuste Fronterizo de Carbono de la Unión Europea y la evolución de los Mercados de Carbono obligatorios y voluntarios, están acelerando el suministro de Energía Limpia, el desarrollo de la tecnología y promoviendo la eficiencia de la demanda, al tiempo que permiten un crecimiento económico orientado a la transición.

La trayectoria de la transición depende de la calidad de la implementación de estas políticas para estimular las inversiones que permitan la infraestructura de transición, evitando al mismo tiempo consecuencias no deseadas sobre la equidad energética y el comercio mundial.

Para que la implementación de tecnologías avanzadas sea posible, es necesario contar un capital considerable para modernizar las Redes Eléctricas y construir estaciones públicas de carga de VE, estaciones de reabastecimiento de hidrógeno, sistemas de captura directa de CO_2 y tuberías de aire, instalaciones de almacenamiento y terminales de importación y exportación. Además, es necesario invertir en tecnologías de bajo consumo de Carbono en sectores de uso final. Los instrumentos innovadores del Mercado de Capitales, como los bonos verdes, abren vías adicionales para aumentar la financiación.

Para obtener el crecimiento y las inversiones necesarias, es esencial que los innovadores, los grandes productores, inversionistas y Usuarios de energía, formen alianzas y desempeñen su papel. Mediante la colaboración entre la comunidad empresarial, los sectores público y privado y los organismos mundiales pertinentes, es posible construir un sistema energético con bajas emisiones de Carbono, accesible y confiable.

12

Impacto de los proyectos instruidos de los PAMRNT en los Esquemas de Acción Remedial

12. Impacto de los proyectos instruidos de los PAMRNT en los Esquemas de Acción Remedial

El crecimiento de la demanda de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el retraso en la integración de obras planeadas de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, origina la necesidad de instalar esquemas de protección temporales, los cuales tienen el propósito de mantener la integridad del SEN, con la conexión o desconexión automática de algunos elementos previamente seleccionados.

La conexión o desconexión de estos elementos tiene el objetivo de evitar la evolución de un disturbio, el cual puede desencadenar la desconexión en cascada de varios elementos hasta terminar en un colapso parcial o total lo que afectaría a los usuarios finales del Servicio Público de Energía Eléctrica.

A estos esquemas de protección que permiten la conexión o desconexión oportuna de uno o varios elementos del SEN, se les denomina Esquemas de Acción Remedial (EAR) y tienen la finalidad de controlar elementos del SEN, bajo ciertas condiciones predefinidas de operación y ante la presencia de contingencias previamente analizadas, para mantener un margen de seguridad en el Sistema. Adicionalmente, existen otros esquemas de protección que protegen al SEN, denominados, Esquemas de Protección de Sistema (EPS), los cuales, protegen y aseguran a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ante a una inminente inestabilidad de variables eléctricas como la tensión o frecuencia.

12.1. Marco teórico de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema

Los EAR son un conjunto coordinado de controles que, al presentarse del Estado Operativo de emergencia en la operación del SEN, realizan la desconexión automática y prevista de elementos de la Red Eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de CE, interrupción de carga y cambio de topología de la red eléctrica, para llevar al SEN en forma controlada al Estado Operativo Normal donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la RNT, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios del Servicio Público de Energía Eléctrica. El empleo de EAR es una práctica operativa necesaria para evitar que condiciones de falla puedan desencadenar en disturbios y colapsos de gran magnitud y con un alto impacto afectando la Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Los EPS tienen una funcionalidad diferente a los EAR, ya que son un conjunto coordinado de controles diseminado en el SEN, considerados como esquemas diseñados como último recurso para salvaguardar la estabilidad de una región o del Sistema Interconectado, cuando un colapso parcial o total tenga probabilidad de ocurrir. Ante problemas de estabilidad de frecuencia o estabilidad de tensión, la finalidad del EPS es controlar las variables eléctricas (mediante interrupción automática de carga, desconexión automática de Unidades de CE) para restaurar los rangos de Operación Normal; además se debe considerar la reconfiguración de red eléctrica, en forma controlada, al SEN en un conjunto de islas eléctricas para evitar un colapso, de acuerdo con la naturaleza y evolución del Disturbio. Su función se coordina con la operación de los Esquemas de Acción Remedial, los cuales desconectan o aíslan uno o varios elementos del SEN cuando se tiene una condición de emergencia focalizada en la Red Eléctrica.

Los EAR y EPS son arreglos que se identifican como necesarios durante el proceso de la Planeación Operativa, cuando en las evaluaciones anuales se comprueba que las capacidades de la infraestructura eléctrica en la Red Nacional de Transmisión son insuficientes para soportar las perturbaciones consideradas por los criterios de Planeación Operativa.

Un gran número de fallas de equipo eléctrico que inciden en la Red Eléctrica son del tipo monofásico y de naturaleza temporal. Ante contingencias múltiples se recurrirá a la pérdida calculada y controlada de carga o generación, habiendo de determinarse para cada caso los ajustes de parámetros eléctricos en los EAR requeridos para restablecer el equilibrio operativo del SEN para mantener la Seguridad, Confiabilidad y Continuidad.

Para la atención de contingencias, los EAR instalados son de tipo permanente ya que se utilizan ante la desconexión o falla de un equipo eléctrico en el Sistema Eléctrico de Potencia y no por falta de infraestructura eléctrica y son parte del equipo eléctrico instalado que evita disturbios o colapso en la red eléctrica.

12.1.1. Clasificación de EAR

Disparo Automático de Carga (DAC): Es el esquema para efectuar la desconexión automática de carga en una secuencia predeterminada, su objetivo es mantener la seguridad del SEN o de una parte de él y se implementa ante la desconexión de elementos que ocasionen:

Sobrecarga de Transformadores de Potencia o Líneas de Transmisión.

1. Pérdida de estabilidad angular.
2. Pérdida de estabilidad de tensión (o margen de estabilidad de tensión por debajo del mínimo permitido).
3. Magnitudes de tensión fuera de límites de Código de Red o valores operativos permisibles.

Disparo Automático de Generación (DAG): Es el esquema para efectuar la desconexión automática de Unidades de una CE en una secuencia predeterminada, su objetivo es mantener la seguridad del SEN o de una parte de él. Se implementa ante la desconexión de elementos de transmisión o transformación que ocasionen:

1. Sobrecarga de Líneas de Transmisión y/o Transformadores de Potencia.
2. Inestabilidad angular.
3. Inestabilidad de tensión (o reducción del margen de estabilidad de tensión por abajo del mínimo permitido).
4. Magnitudes de tensión fuera de Código de Red o valores operativos permisibles.
5. Bajo amortiguamiento ante oscilaciones.

Reducción Automática de Generación (RAG): Se implementa para la reducción de potencia de Unidades de CE, ante pérdida de elementos de transmisión o transformación que ocasionen:

1. Sobrecarga de Líneas de Transmisión y/o Transformadores de Potencia.
2. Inestabilidad angular.
3. Inestabilidad de tensión (o reducción del margen de estabilidad de tensión por abajo del mínimo permitido).
4. Magnitudes de tensión fuera de Código de Red o valores operativos permisibles.
5. Bajo amortiguamiento ante oscilaciones.

Cambio Automático de Topología: Se implementa para el disparo automático de una o varias Líneas de Transmisión (DAL), Transformadores (DAT) o Interruptores (DAI) para reconfigurar subestaciones de manera controlada para la redistribución de los flujos, sin afectación de carga y se aplica bajo las siguientes condiciones:

- Evitar la sobrecarga de Líneas de Transmisión y/o Transformadores de Potencia.
- Alto nivel de tensión.
- Bajo nivel de tensión.
- Separación controlada del SEN.

Conmutación automática de elementos de compensación en derivación: La finalidad de estos esquemas es controlar el nivel de tensión ante contingencias, a través de la conexión o desconexión de uno o varios Reactores y/o Bancos de Capacitores, sin afectación de carga y se aplica para lograr:

- Incrementar la transferencia de energía.
- Mantener valores de tensión dentro de acuerdo con Código de Red o valores operativos permisibles.
- Mantener un margen de reserva de potencia reactiva en los elementos de control dinámico como Unidades de CE o Compensadores Estáticos de VAr (CEV), entre otros.

Esquema de Protección de Área Amplia (EPAA): Este esquema protege de forma rápida ante inestabilidad angular, inestabilidad de tensión o detección de oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas a una o varias regiones del SEN de forma interconectada y coordinada, para lograr un efecto más selectivo este esquema de protección realiza las acciones correctivas controladas con base al análisis fasorial de señales obtenidas de Unidades de Medición Fasorial (PMU por sus siglas en inglés, *Phasor Measurement Unit*).

12.1.2. Clasificación de EPS

Esquema de Disparo de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF): Se implementa para lograr el balance de carga/generación, posterior a la pérdida de generación o elementos de transmisión. Se realiza con relevadores de protección 81.

Los Esquemas de Protección de baja/alta frecuencia, de las Unidades de CE, se coordinan con este Esquema de Protección de Sistema para asegurar la adecuada operación ante disturbios en el SEN.

Esquema de Disparo de Carga por Bajo Voltaje (EDCBV): Se implementa para evitar el colapso de voltaje o para evitar voltajes fuera de los limites operativos permisibles o de acuerdo con Código de Red, de manera sostenida en una región, ocasionados por deficiencia de potencia reactiva o por altas transferencias de potencia ante contingencias. Se realiza con relevadores de protección 27.

12.2. Identificación de problemáticas que requieren la implementación de un EAR o EPS

En esta sección se presentan de manera enunciativa más no limitativa las condiciones operativas y de infraestructura de Red Eléctrica que pueden detonar la necesidad de evaluar y posteriormente implementar un EAR o EPS.

En el Cuadro 12.2.1 se enlistan algunas de las problemáticas que se presentan en los Sistemas Eléctricos de Potencia y las acciones remediales regularmente implementadas para resolver o reducir la condición de riesgo en el SEN.

CUADRO 12.2.1. IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMÁTICAS EN EL SEN VS ACCIONES DE CONTROL

PROBLEMÁTICA DE LA RED	Disparo Automático de Generación	Cambio Automático de Topología	Disparo Automático de Carga	Conmutación Automática de Elementos	Compensación de VAr
Sobre Frecuencia	×				
Sobrecarga de Equipo	×	×	×		
Inestabilidad Angular	×	×	×	×	×
Oscilaciones de Potencia	×	×	×	×	×
Baja Frecuencia		×	×		
Inestabilidad de Tensión			×	×	×
Bajo nivel de Tensión			×	×	×
Alto nivel de Tensión		×		×	×

La clasificación de las problemáticas que requieren la implementación de un EAR o EPS se divide de la siguiente manera:

1. Central Eléctrica
2. Centros de Carga
3. Condición Operativa
4. Topología

12.2.1. Central Eléctrica

Interconexión de nuevas CE o incremento de la capacidad contratada: Para el proceso de interconexión de CE nuevas o incrementos de capacidad se considera que ninguna CE debe de ser interconectada bajo el requerimiento de un EAR ya que, la infraestructura requerida debe ser la suficiente para que la CE pueda inyectar su generación al Sistema Eléctrico de Potencia.

Salida de operación: La salida de operación de una CE existente, o bien la disminución permanente o temporal de la capacidad de generación pueden provocar escenarios perjudiciales no previstos durante la planeación y operación del SEN, o incluso en escenarios adversos cuya solución definitiva requiere tiempos prolongados de ejecución, llegando a afectar la confiabilidad y la seguridad del SEN; sin embargo, una solución a corto plazo para este tipo de problemas puede ser la implementación de un EAR.

Baja confiabilidad: La afectación de la generación de una CE asociada a una falla o a la intermitencia en la fuente primaria de energía puede derivar en casos desfavorables para el SEN, tomando en cuenta la naturaleza

súbita de este tipo de disturbios se requiere tiempos de respuesta cortos, por lo que es conveniente evaluar la implementación de un EAR como posible solución.

Despachos nulos: Los despachos nulos, principalmente por cuestiones ambientales o de costo, en una CE pueden provocar condiciones operativas de riesgo en el SEN, mismos que pueden no haber sido previstos. Ante esta situación es necesario analizar la posibilidad del requerimiento de un EAR como parte de la solución.

Disparo de generación: La desconexión fortuita de generación puede provocar un cambio significativo en la condición operativa del SEN, de tal forma que la nueva condición puede afectar la Confiabilidad y Seguridad, e incluso causar inestabilidad en el desempeño del SEN; el tiempo requerido para atender satisfactoriamente el disturbio y las condiciones posteriores al mismo pueden derivar en el requerimiento de un EAR, adicional a los EPS.

12.2.2. Centros de Carga

Conexión de nuevos Centros de Carga o incremento de la capacidad contratada: Para el proceso de conexión de Centros de Carga (CC) nuevos o incrementos de capacidad se considera que ningún CC debe de ser conectado bajo el requerimiento de un EAR ya que, la infraestructura requerida debe ser la suficiente para que el CC pueda consumir su demanda del Sistema Eléctrico de Potencia.

Incrementos súbitos de potencia: el incremento repentino y significativo de un CC existente de la capacidad de su consumo pueden provocar escenarios perjudiciales no previstos durante la operación del SEN, o incluso en escenarios adversos cuya solución definitiva requiere tiempos prolongados de ejecución, llegando a afectar la confiabilidad y la seguridad del SEN; sin embargo, una solución a corto plazo para este tipo de problemas puede ser la implementación de un EAR.

12.2.3. Condiciones Operativas

Debido al comportamiento variante de la demanda de energía eléctrica, las restricciones operativas de la RNT y RGD, así como la disponibilidad y capacidad efectiva de los recursos de generación del SEN, se presentan condiciones operativas variantes que en determinados escenarios operativos, pueden derivar en problemas de confiabilidad del suministro tales como: desbalance carga-generación; la congestión en corredores de transmisión de la Red Eléctrica, falta de soporte de tensión y falta de reserva operativa, entre otros; aunado a la penetración de fuentes de energía renovable variable, así como el advenimiento de nuevas tecnologías de Red Eléctrica.

Por lo anterior, es fundamental determinar en forma planeada, sistemática y preventiva, el conjunto de acciones y estrategias operativas orientadas a mejorar la seguridad operativa y la confiabilidad del suministro del SEN para el horizonte de la Planeación Operativa, mediante el desarrollo de los estudios eléctricos requeridos para la operación segura y confiable del Sistema, en los que se incluye la actualización de EAR y EPS.

Por incremento de la demanda de energía eléctrica: El comportamiento de la demanda de energía eléctrica, es variante debido a diferentes factores como el crecimiento del sector urbano que requiere un mayor suministro de electricidad por el propio crecimiento de su población demográfica, nueva infraestructura para atender los servicios necesarios para el desarrollo social y económico, entre otros, también se presentan crecimientos puntuales de demanda de energía eléctrica por el crecimiento del sector comercial e industrial, etc., que se instalan en la red existente y aceleran el crecimiento y la saturación de la infraestructura eléctrica.

En el proceso de estudios de Expansión de la RNT, consiste en determinar los planes de expansión para el mediano y largo plazo, de tal manera que, se minimicen los costos de inversión, operación e incentiven una expansión eficiente considerando los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Sustentabilidad y Seguridad de la Red Eléctrica, sin embargo, es necesario realizar las evaluaciones económicas con el modelo de demanda incremental, para obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto de mínimo costo para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada dando como resultado la integración de nuevos proyectos para el Programa de Ampliación y Modernización (PAM) de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM para la autorización e instrucción de la SENER de los mismos, con lo anterior, se explica que algunos proyectos para adicionar infraestructura a la Red Eléctrica son técnicamente justificables, los cuales, deben de cumplir con los criterios necesarios para aprobar la evaluación económica en el año requerido operativamente, por lo que, se tienen que justificar dichas obras de infraestructura en los años posteriores al año donde se determina la problemática asociada, originando un problema que se debe resolver en el proceso de la Planeación Operativa.

Por lo anterior, es fundamental para la Planeación Operativa definir los escenarios críticos para el desarrollo de los estudios eléctricos de seguridad y confiabilidad, en un horizonte de corto y mediano plazo, considerando el pronóstico de demanda y despacho de generación. En cada escenario se considera la información de la Red Eléctrica actual y próxima a incorporarse, los pronósticos de demanda estacional por zona carga, distribuida por subestación eléctrica, entre otros, para identificar el comportamiento del Sistema en cada uno de ellos y diseñar las estrategias operativas, para implementación de EAR y EPS necesarios y requeridos para la operación segura y confiable del Sistema, en tanto no se justifique un proyecto de ampliación para adicionar refuerzos en la RNT que permitan solventar las problemáticas sin necesidad de EAR o EPS.

Como ejemplo se tiene el caso de la entrada de un nuevo elemento de transformación en alguna zona de carga, lo cual normalmente permite prescindir del EAR asociado a la problemática de sobrecarga en la transformación por contingencia de dicha zona durante varios años subsecuentes, sin embargo el crecimiento de la demanda de energía eléctrica provoca que en algún momento se vuelva a requerir la instalación de un EAR para proteger por sobrecarga ante contingencias, el cual es necesario que se mantenga en operación, hasta que se justifique y se instale un proyecto de ampliación para adicionar refuerzos de transformación en dicha zona, para regresar a la condición segura de la red asociada y permitiendo de nueva cuenta retirar el EAR. Lo anterior es un ciclo que se repite en el Sistema Eléctrico con una periodicidad variable que depende del porciento de crecimiento anual de la zona y el potencial de desarrollo que detone la entrada de nuevos centros de carga, etc.

Por análisis de contingencias: Con base en un análisis de contingencia sencilla (N-1) se verifica que el SEN es capaz de:

1. Mantener estabilidad transitoria en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
2. Mantener reserva reactiva y recursos de control de tensión para conservar los niveles de tensión dentro del rango de operación.
3. Mantener los elementos de la Red Nacional de Transmisión (RNT) dentro de sus capacidades nominales o límites operativos.

En caso de incumplimiento a alguno de los criterios previamente mencionados se evaluará la implementación de un EAR o EPS como solución operativa hasta la implementación de los refuerzos necesarios.

Se deberán considerar EAR o EPS que protejan ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la contingencia probable con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos del Sistema Eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, para mantener la estabilidad de este.

Ante eventos (disturbios) críticos extremos en los que se presente la desconexión consecutiva o simultánea de tres o más elementos probables de ocurrir, el SEN deberá mantener la estabilidad con la operación de Esquemas de Protección de Sistema como el Esquema de Disparo de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF) y el Esquema de Disparo de Carga por Bajo Voltaje (EDCBV); de Acción Remedial como el Disparo Automático de Carga y Disparo Automático de Generación, etc.

12.2.4. Topología

Puesta en Servicio de nuevos elementos: Al poner en servicio nuevos elementos, principalmente en la red de subtransmisión o transformación de alta tensión a media tensión, en caso de ser necesario, realizar estudio para coordinación de Esquemas verificando los ajustes de los EAR y EPS actuales e identificando si es necesario implementar nuevos.

Elementos Fuera de Servicio por término de vida útil u obsolescencia: Cuando los equipos de la RNT llegan al término de su vida útil y no se han modernizado, es práctica común que se tienda a operar normalmente abierto dichos equipos, y dejarlos para utilizarse únicamente en casos de emergencia, pero cuando esto no es posible por falta de obras oportunas para mantener o mejorar la confiabilidad del SEN es necesario revisar la necesidad de modificar o implementar EAR y poder subsanar las posibles fallas de dichos equipos, minimizando su impacto.

Fortuitos: Puede darse el caso que, derivado de vandalismo, o meteoros climatológicos (huracanes, trombas, tornados, inundaciones, etc.) se tenga la necesidad de cambiar la topología de forma obligada e imprevista por un periodo prolongado (o permanente), por lo que se realizará una evaluación de la nueva condición para identificar la posible necesidad de implementar EAR.

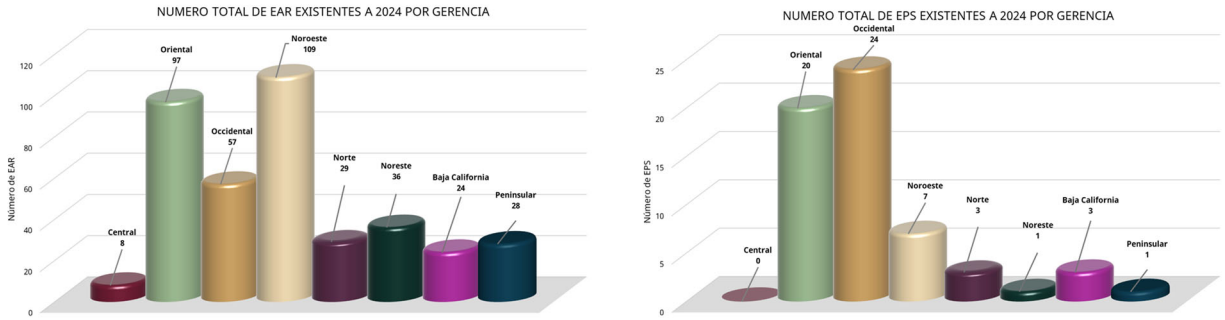
Retraso o cancelación de las obras instruidas en el PLADESE: Cuando se planea la expansión de la red se identifica las obras necesarias y el momento en que deben incorporarse al SEN para que este mantenga una operación confiable, sin embargo es común que las obras se retrasen y en ocasiones se cancelen, provocando una reducción a la confiabilidad y seguridad planeada, principalmente por, saturación, congestión, sobrecargas y disminución de recursos de control de tensión, inicialmente ante contingencias y más adelante aún con Red Eléctrica completa, es por esto que ante el retraso de las obras instruidas del PLADESE y el crecimiento continuo de la demanda, se evalúa la necesidad de adecuar o implementar EAR o EPS para mantener la confiabilidad y seguridad del SEN.

12.3. Condición actual de EAR y EPS en el Sistema Eléctrico Nacional

Derivado de las condiciones operativas, disponibilidad de infraestructura de red eléctrica, retraso o cancelación de las obras instruidas en el PLADESE, elementos fuera de servicio y en general las problemáticas que requieren la implementación de un EAR o EPS por causas de Generación, Condición Operativa y/o Topología, al cierre del año 2024 en el SEN se tenían implementados 388 EAR, de los cuales se clasifican como sigue: 142 Disparo Automático de Carga (DAC), 88 Disparo Automático de Generación (DAG), 2 Reducción Automática de Generación (RAG), 90 Cambio Automático de Topología y 66 Conmutación Automática de Elementos de Compensación en Derivación y 59 EPS correspondientes al Esquema de Disparo de Carga por Bajo Voltaje (EDCBV), considerando un EPS por cada zona de carga que agrupa múltiples circuitos de distribución en la RGD, adicionalmente se cuenta con 8 pasos de operación de los Esquema de Disparo de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF) distribuidos en el SEN implementados en una gran cantidad de líneas de transmisión de la RNT y circuitos de distribución en la RGD.

De acuerdo con las necesidades identificadas por Gerencia de Control Regional, para solventar problemáticas regionales y en los enlaces interregionales, actualmente en el SEN se tienen implementados los EAR y EPS de la siguiente manera: Central 8 EAR y 0 EPS, Oriental 97 EAR y 20 EPS, Occidental 57 EAR y 24 EPS, Noroeste 109 EAR y 7 EPS, Norte 29 EAR y 3 EPS, Noreste 36 EAR y 1 EPS y Peninsular 28 EAR y 1 EPS. Adicionalmente se tienen solicitados nuevos EAR y EPS para su próxima instalación y algunos para realizar su retiro de operación. A continuación, en la Figura 12.3.1 se presentan gráficas con el total de EAR y EPS que se tienen al cierre del 2024 en el SEN, distribuidos en las diferentes Gerencias de Control Regional.

FIGURA 12.3.1. NÚMERO TOTAL DE EAR Y EPS EXISTENTES POR GERENCIA AL CIERRE DE 2024



12.4. Solución de problemáticas para reducir la cantidad de EAR o EPS en el SEN

El SEN está conformado por los procesos de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, dentro del marco del Mercado Eléctrico Mayorista, la generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se proporcionan en un régimen de libre competencia y la Planeación, el Control del SEN, el servicio público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica son consideradas áreas estratégicas encargadas de mantener la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, para ello existe una

coordinación para el diseño, implementación y mantenimiento de los EAR y EPS instalados en el SEN entre el CENACE y los participantes del sector eléctrico.

En un Sistema Eléctrico ideal con suficiente robustez para soportar todas las contingencias N-1 sin que se presenten problemáticas que afecten la Confiabilidad, Seguridad y Estabilidad del Sistema, y que se asegura la estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión, no sería necesaria la instalación de EAR ni EPS para mantener el Estado Operativo Normal del Sistema Eléctrico ante contingencias sencillas, sin embargo en los Sistemas Eléctricos las condiciones operativas son dinámicas y con un alto grado de incertidumbre en el pronóstico de la demanda, despacho y sobre todo en la disponibilidad de los elementos que conforman la red eléctrica y diversas variables que dificultan la operación del Sistema, por todo ello siempre son necesarios los EAR y EPS para solventar dichas problemáticas, además en los Sistemas Eléctricos se tienen contingencias probables con la desconexión de dos elementos consecutivos (N-1-1) o simultáneos (N-2) de la Red Eléctrica, que normalmente no son económicamente factibles de justificar obras suficientes para mantener la estabilidad de este tipo de eventos múltiples y es más conveniente considerar EAR o EPS que protejan a la Red Eléctrica ante esta condición de inseguridad, por lo que, no es posible eliminarlos por completo, sin embargo debe ser un objetivo de la planeación el reducirlos al mínimo posible y disminuir la dependencia de los EAR y EPS para mantener la integridad de los Sistemas Eléctricos y evitar con ello que se tengan operaciones no deseadas de dichos esquemas que se vuelven obsoletos con el tiempo y requieren actualizaciones de diseño y equipamiento para asegurar su correcta operación, disponibilidad y efectividad, así como una continua revisión de ajustes para su adecuada coordinación de los EPA y convivencia con los EPS de la misma zona de influencia.

Es importante señalar que la disminución de los EAR es para aquellos que se han instalado para soportar la falta de infraestructura de los proyectos instruidos en el PAMRNT, no siendo el caso de los EAR instalados para la operación del Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencias sencillas (N-1) o dobles contingencias (N-1-1) o (N-2).

12.5. Reducción de EAR y EPS por la entrada de infraestructura de la Red Eléctrica de proyectos instruidos en el PAMRNT

Para lograr la reducción de EAR y EPS por proyectos instruidos en el PAMRNT es necesario realizar una planeación efectiva en horizonte de mediano y largo plazo de la expansión de la RNT, para lo cual se requiere lo siguiente:

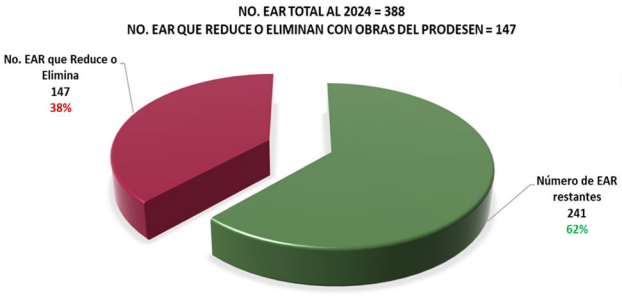
a) Contar con insumos confiables para preparar los escenarios de planeación, tal como el PVIRCE.
b) El comportamiento de la hidrología.
c) Evolución de precios de combustibles.
d) Pronóstico del crecimiento de la demanda y consumo.
e) Fechas de entrada en operación de nuevos proyectos de generación y expansión de la RNT.
f) Explorar diversas obras como posible solución de las problemáticas identificadas, para definir las Alternativas técnicamente factibles y de mínimo costo que aseguren que los resultados de la evaluación económica sean positivos, para lo cual se requiere un proceso continuo y dedicado exclusivamente al proceso de planeación de la expansión de la RNT.

Es indispensable que en la integración de nuevos elementos en la Red Eléctrica, derivados de los proyectos instruidos por la SENER, se eviten los retrasos y la reprogramación de las fechas de entrada en operación para

que se concluyan en la fecha necesaria establecida desde la planeación, para lo cual es necesario que se realicen todas las gestiones requeridas para la aprobación de la ejecución de los proyectos, para la investigación y estudio de mercado, la asignación del presupuesto y proceso de licitación y finalmente la ejecución de la obra para el suministro e instalación de los equipos en las instalaciones eléctricas correspondientes.

Actualmente se tienen retrasos significativos en la fecha de entrada en operación de obras de ampliación y modernización en la Red Eléctrica asociadas a los proyectos instruidos en el PAMRNT, por lo que, se ha requerido la implementación de nuevos EAR y EPS, así como mantener por más tiempo los actuales, hasta contar con las obras identificadas en el proceso de planeación que resuelven problemáticas en el Sistema Eléctrico, a manera de resumen se tiene identificado que con la entrada de 203 proyectos del total instruidos por la SENER, será posible eliminar o reducir 147 EAR y 20 EPS en el SEN (corresponden solamente a reducción de EDCBV, ya que con las obras de la RNT no se reduce la cantidad de EDCBF al no influir directamente en el control de frecuencia), los cuales representa una reducción del 38% del total de EAR y una reducción del 34% del total de EPS en servicio, equivalente a un monto de 5,922 MW de reducción de carga posicionada para disparo automático de carga y un monto de 5,910 MW de reducción de generación posicionada para Disparo o Reducción Automática de Generación y un monto de 1,299 MW de reducción de carga posicionada para disparo de carga por bajo voltaje. De acuerdo con las fechas factibles de término del proyecto declaradas en el Informe Pormenorizado de la Transportista de los Proyectos Instruidos, de las obras mencionadas anteriormente se contempla que se culminen en su totalidad hasta el año 2031. A continuación, en las Figuras 12.5.1, 12.5.2, 12.5.3 y 12.5.4 se presentan gráficas que ejemplifican el beneficio que tendrá una vez concluidas las obras instruidas por la SENER por reducción de EAR y EPS.

FIGURA 12.5.1. IMPACTO DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS EN REDUCCIÓN DE EAR Y EPS EN EL SEN



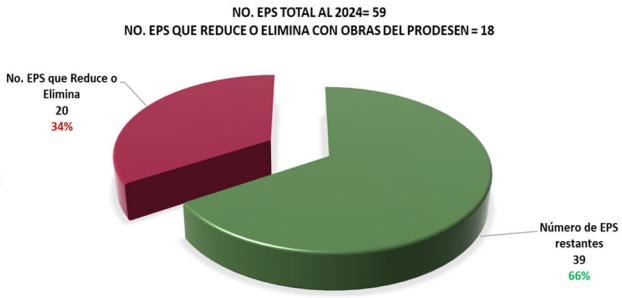
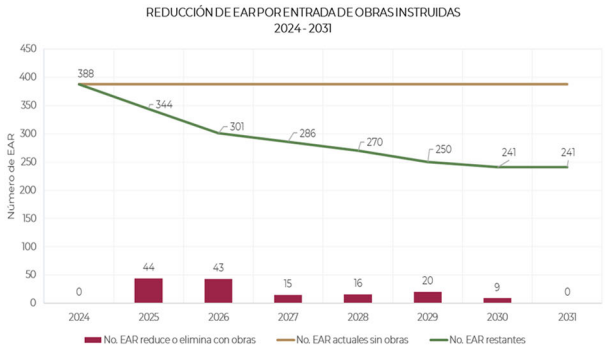


FIGURA 12.5.2. IMPACTO POR AÑO DE ENTRADA DE PROYECTOS INSTRUIDOS EN REDUCCION DE EAR Y EPS EN EL SEN



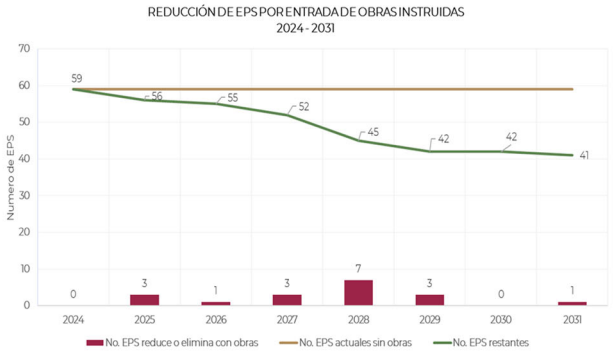
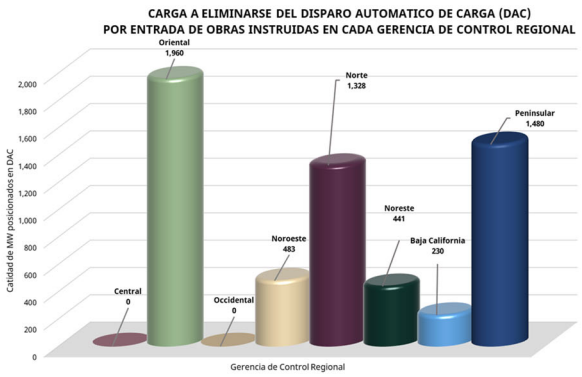
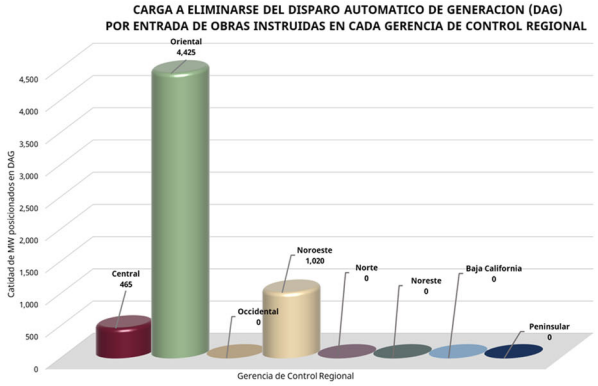


FIGURA 12.5.3. IMPACTO DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS EN MW A ELIMINARSE DEL DISPARO AUTOMATICO DE CARGA (DAC), DISPARO AUTOMATICO DE GENERACIÓN (DAG) Y ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE (EDCBV) POR GERENCIA





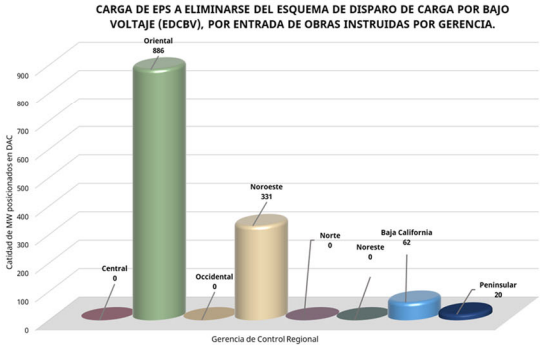
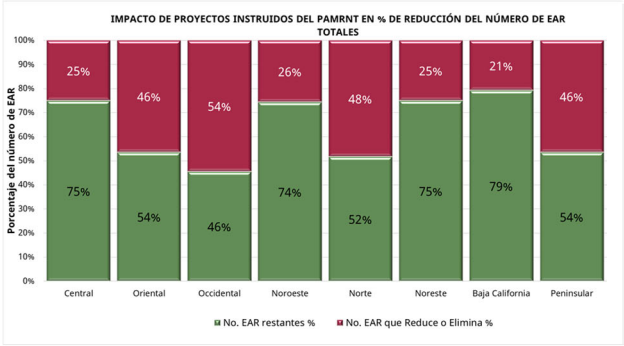
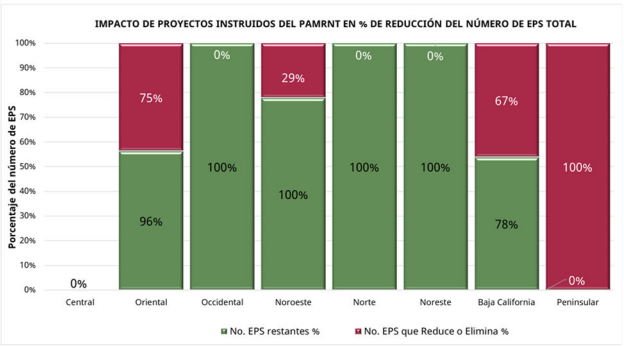


FIGURA 12.5.4. IMPACTO DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS EN % DE REDUCCIÓN DE EAR Y EPS POR GERENCIA





12.6. Reducción de EAR y EPS por la entrada de equipos indisponibles por retiros de licencias prolongadas

En el SEN es inevitable que se presenten indisponibilidades de los diferentes elementos que conforman la Red Eléctrica, sin embargo, si no se atienden de manera inmediata o prioritaria por diversas causas, las licencias programadas para mantenimientos, o de emergencias para equipos eléctricos asociadas se convierten en prolongadas, lo cual no debe permitirse ya que derivan en la necesidad de implementación de nuevos EAR y EPS que se requieren de manera temporal y pueden convertirse en permanentes si no se corrige esta situación. En algunos casos quedan fuera de servicio por término de su vida útil u obsolescencia y no contar con equipos de reemplazo, los cuales deben ser considerados y justificados en el proceso de planeación de la expansión de la RNT como proyectos de modernización, para evitar que se tengan equipos indisponibles que son predecibles que puedan llegar a esta condición en un tiempo determinado. Otro caso es la indisponibilidad de elementos de la Red Eléctrica, es derivada de los casos fortuitos de falla y que no se cuente con recursos asignados para reparación inmediata, y pueden permanecer fuera de operación por un periodo prolongado o permanente, por lo que se presenta la necesidad de implementar un EAR o EPS para solventar problemáticas que agraven esta condición operativa.

Es necesario establecer un mecanismo de seguimiento y atención a este tipo de indisponibilidades de equipos con licencias para equipos eléctricos prolongadas, para que en base a estudios eléctricos se determine la posibilidad de dar de baja estos equipos si las condiciones operativas lo permiten o por el contrario se expongan los riesgos operativos al dueño del activo para que se atienda y se resuelva la necesidad de reparación o reemplazo de dichos equipos en el menor tiempo posible, con esta medida será posible reducir el número y dependencia de EAR y EPS en el SEN.

12.7. Reducción de EAR y EPS por la entrada de CE y red asociada derivado de una Planeación de la Generación optimizada

Actualmente dentro del marco del Mercado Eléctrico Mayorista, la generación de energía eléctrica es un servicio que se proporcionan en un régimen de libre competencia y la interconexión de nuevas CE se realiza se realiza a través del proceso de estudios de interconexión tanto de proyectos de propiedad privada como del de carácter público del estado, con base en la planeación de la matriz energética Nacional a largo plazo y el PVIRCE, lo cual es complejo para coordinar la necesidad integral de refuerzos de red, así como poder dar certeza al proceso de planeación de la generación ya que no garantiza que se instalarán o retirarán las CE consideradas en cada proceso de planeación de la expansión de la RNT y tampoco es posible solventar las necesidades de infraestructura que se requieren por la entrada potencial de CE que solamente tengan la intención de interconectarse al SEN y están sujetas a diversos factores que ponen en riesgo su ejecución y entrada en operación.

Por lo anterior, es muy importante contar con un proceso establecido de Planeación de Generación optimizada, para dar certeza a las condiciones futuras de operación del SEN y mantener la Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad en el suministro de energía eléctrica y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, con la definición clara de las necesidades de proyectos de generación, por tipo de tecnología, capacidades, ubicaciones, red asociada y fechas de entrada en operación, con esto será posible

también optimizar la planeación de la expansión de la RNT con las necesidades acordes al crecimiento de la demanda y generación disponible a largo plazo, con estas acciones se podrá reducir el número y dependencia de EAR y EPS en el SEN, , tanto de nueva instalación como los que actualmente se tienen en servicio.

12.8. Reducción de EAR y EPS por la entrada de Esquemas de Protección de Área Amplia (EPAA)

Una Alternativa muy adecuada para lograr la reducción de EAR y EPS es impulsar la entrada de Esquemas de Protección de Área Amplia, analizando el problema que se desea solucionar a fin de identificar la conveniencia de implementar un EPAA en lugar de un EAR tradicional, ya que pudieran existir problemáticas específicas y con alto impacto en el Sistema Eléctrico que justifiquen la infraestructura necesaria para la implementación de un EPAA, y que elimine la necesidad de uno o varios EAR dedicados para detección de contingencias especificas utilizando señales digitales o analógicas de variables eléctricas con valores RMS, los cuales operan al cumplirse los ajustes predefinidos en la lógica de operación que fue diseñada para el punto más crítico de operación. En el caso de los EPAA se puede utilizar el método de detección basado en respuesta y medición fasorial de: frecuencia, tensión/voltaje, ángulo, corriente, velocidad angular, aceleración, entre otras, a su vez es posible utilizar el análisis modal de señales a través de modelos y métodos matemáticos como el Análisis de Prony y Análisis de Fourier con la finalidad de identificar fenómenos oscilatorios de baja frecuencia, con ello tener la posibilidad de calcular la razón de amortiguamiento, tendencia, magnitudes, etc., por lo que los EPAA potencialmente resultan ser un esquema adaptivo ya que evalúan el comportamiento del Sistema Eléctrico antes de llegar a operar (selectividad de operación al presentarse fenómenos oscilatorios no crecientes o permanentes), lo cual asegura en mayor medida la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico.

Así mismo es posible tomar acciones de manera preventiva para evitar el riesgo de posibles operaciones de protecciones de respaldo de los equipos y operar en zonas inestables. Los EPAA no solo protegen a los equipos eléctricos primarios y controladores que pudieran operar fuera de sus límites, sino que tienen un enfoque de Sistema Eléctrico integral.

En el caso de los EPAA las acciones de control no solo se limitan a realizar apertura y cierre de elementos de la red eléctrica como Líneas de Transmisión, Transformadores, etc., también se pueden realizar cambios en tiempo real a los ajustes de los controles de CE y CEVs o dar consignas de subir o bajar generación, etc., para incrementar la seguridad del Sistema ante condiciones operativas adversa o ante eventos, lo anterior en periodos rápidos y con inteligencia predeterminada en el diseño del EPAA, con estas acciones se podrá reducir el número y dependencia de EAR y EPS en el SEN..

13

Redes Eléctricas de refuerzo para los Proyectos incluidos en el PVIRCE

13. Redes Eléctricas de refuerzo para los Proyectos incluidos en PVIRCE

Según lo establecido en las reformas de los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos la planeación y el control del SEN, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica son áreas estratégicas, siendo actividades que corresponden únicamente a la Nación. La nueva normativa del Sector Eléctrico promueve el fortalecimiento de la EPE, así como la Planeación Vinculante, tal como se menciona en Artículo 2 de la Ley de Planeación y Transición Energética. La coordinación de la Secretaría de Energía para el Desarrollo del PVIRCE del CENACE y CFE permitirá contemplar los proyectos de generación eléctrica que permiten alcanzar los distintos objetivos de la LSE enunciados en el Artículo primero de la misma.

En esta sección se presentarán las metas de redes eléctricas de refuerzo estimadas en forma preliminar que han sido incluidas en PVIRCE considerando los proyectos de la Empresas Públicas del Estado (CFE y PEMEX), así como los Privados de la Planeación Vinculante.

13.1. Proyectos de la Empresa Pública del Estado

Dentro del portafolio de proyectos nuevos, CFE contempla la inclusión de CE de distintas tecnologías como son de CC, de tipo FV, EO, CI. Adicionalmente se incluyen proyectos con baterías en el SEN que aportarán respaldo en la Confiabilidad de operación ante la variabilidad de generación que aportan por su naturaleza las CE EO y FV que son renovables e intermitentes.

En cuadro 13.1.1 se presentan los proyectos con obras de refuerzo requeridas para seis proyectos prioritarios de generación de energía eléctrica de la EPE, los cuales deben ser contemplados como parte de las obras identificadas para su instrucción hacia CFE:

CUADRO 13.1.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO DE LA RNT EN EL PAMRNT 2025 – 2039 PARA PROYECTOS DE LA EMPRESA PÚBLICA DEL ESTADO

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende suministro de energía eléctrica principalmente en los Estados
Central	CFE25-TUL	Obras de Refuerzo del proyecto CCC Francisco Pérez Ríos	ago-26	2025	Ciudad de México, Estado de México, Hidalgo y Querétaro
Occidental	CFE25-SLM	Obras de Refuerzo del proyecto CCC Salamanca II	feb-28	2025	Guanajuato, Querétaro,
Baja California	CFE25-FPP	Obras de refuerzo del proyecto CFV Puerto Peñasco Secuencia III	dic-27	2025	Baja California
Peninsular	CFE25-ZMD	Recalibración de RNT 115 kV de la Zona Mérida	abr-26	2025	Yucatán
Noroeste	CFE25-STM	Red de Interconexión Asociada al Proyecto Equipamiento Hidroeléctrico de la Presa Santa María, Sinaloa	oct-25	2025	Sinaloa
Oriental	CFE25-PHC	Interconexión PH Chicoasén II (GRP Sureste)	Jun-27	2025	Chiapas

Respecto al resto de proyectos que se incluyen en PVIRCE se tiene en proceso su revisión de los alcances de requerimientos de infraestructura eléctrica y factibilidad económica. En sección 13.1.3 se presenta el resumen de las metas físicas y estimación de inversión para las obras de refuerzo para la integración de los proyectos de CFE.

13.1.1. Proyecto Estratégico CCC Francisco Pérez Ríos

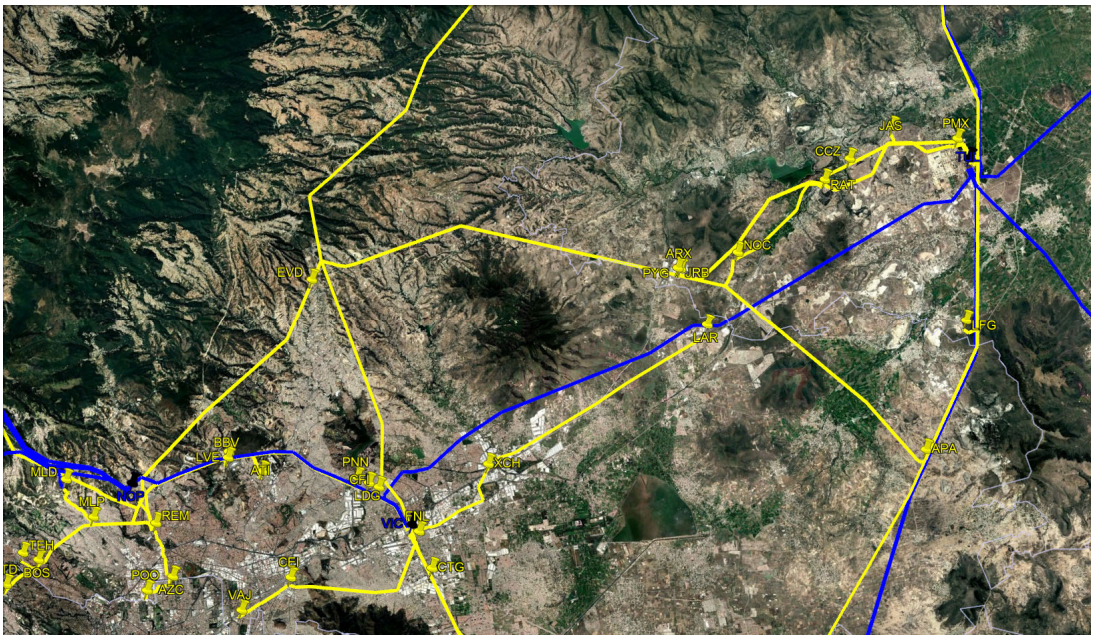
CFE25-TUL Obras de Refuerzo del proyecto CCC Francisco Pérez Ríos

Diagnóstico operativo.

Actualmente, con la capacidad instalada de generación eléctrica y la Red Nacional de Transmisión (RNT) existente no se presentan problemas de saturación en la red de 400 y 230 kV. En el corto plazo se espera la entrada en operación del proyecto I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País para diciembre de 2026, el cual fue propuesto considerando la entrada en operación de proyectos pendientes, uno de ellos es el doble circuito de la SE Nochistongo hacia Victoria en 230 kV, sin embargo, derivado de diversas problemáticas para la construcción de estos nuevos circuitos hacia la SE Victoria que no permiten su entrada en operación se presentará la saturación del circuito Remedios – El Vidrio en 230 kV como resultado de factores de incremento en la demanda, despacho de generación eléctrica en Tula y nueva topología con el proyecto I19-CE1.

En la Figura 13.1.1.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, la cual está delimitada por las Zonas de Distribución Cuautitlán, Naucalpan Y Basílica, forman parte de la Zona de Transmisión Metropolitana, en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Central (GCRCE).

FIGURA 13.1.1.1. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA RED ELÉCTRICA DE LAS ZONAS CUAUTITLÁN, NAUCALPAN Y BASÍLICA



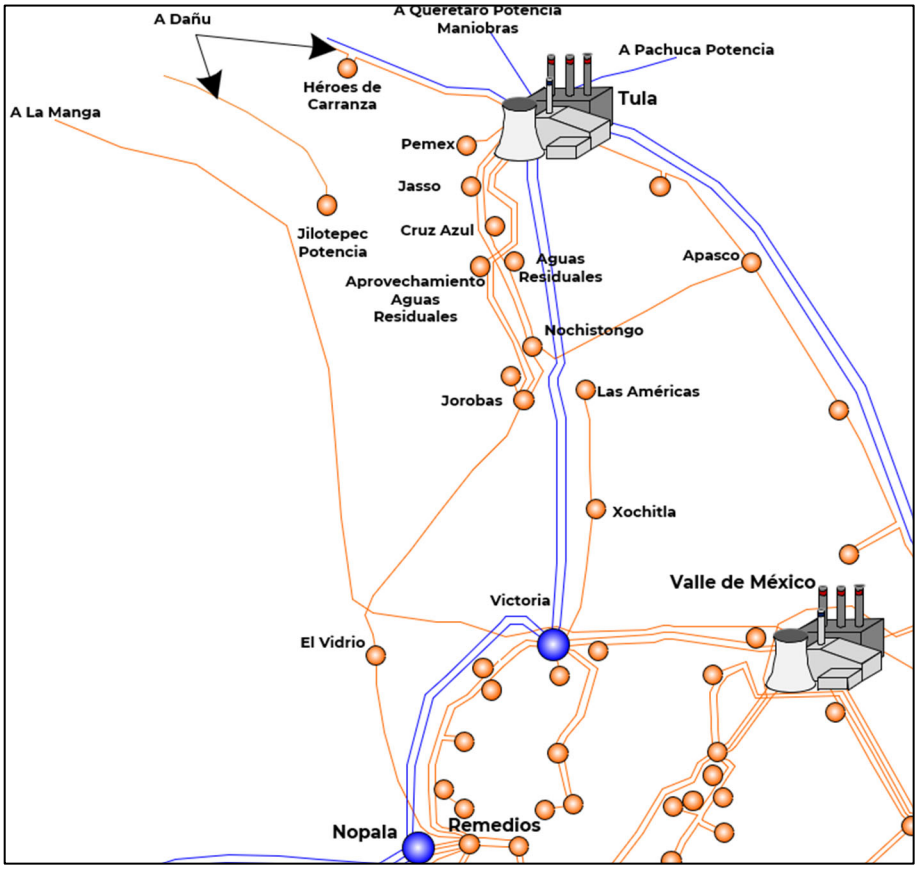
Las Zonas de Distribución Cuautitlán, Naucalpan y Basílica, forman parte de las Zonas de Operación de Transmisión Metropolitana con red eléctrica en los niveles de tensión de 400, 230 y 85 kV, están alimentadas principalmente por tres Subestaciones Eléctricas de Potencia: Tula (TUL), Victoria (VIC) y Nopala (NOP) que cuentan con bancos de transformación de relación 400/230 kV, además se tienen asociadas Líneas de Transmisión de 230 kV por las cuales se transmiten montos considerables de potencia eléctrica desde la SE Tula (TUL) hacia la SE Remedios (REM) en 230 kV.

A continuación, se listan las Líneas de Transmisión en el nivel de tensión de 230 kV dedicadas a transportar grandes bloques de energía eléctrica del Norte hacia el Poniente de la GCR Central indicando sus características:

- LT Tula 93480 Jorobas, longitud de 29 km, dos conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa para cada una de las líneas de transmisión 418 MVA.
- LT Jorobas 93780 Aprovechamiento de Residuales en la refinería Miguel Hidalgo, longitud de 25.9 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa para cada una de las líneas de transmisión 418 MVA.
- LT Tula 93670 Aprovechamiento de Residuales en la refinería Miguel Hidalgo, longitud de 3.7 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa para cada una de las líneas de transmisión 418 MVA.
- LT Tula 93390 Cementera Cruz Azul, longitud de 11 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa 318 MVA.
- LT Cementera Cruz Azul 93450 Aguas Residuales Atotonilco, longitud de 3 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa 319 MVA.
- LT Aguas Residuales Atotonilco 93440 Nochistongo, longitud de 8.5 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa 478 MVA.
- LT Tula 93400 Jasso, longitud de 8.5 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad nominal 478 MVA.
- LT Jasso 93460 Nochistongo, longitud de 16 km, 2 conductores por fase de conductor 1113 ACSR Bluejay, capacidad operativa 478 MVA.
- LT Nochistongo 93380 Jorobas, longitud de 2 km, 1 conductores por fase de conductor 900 ACSR Canary, capacidad operativa 386 MVA
- LT Jorobas 93F20 El Vidrio, longitud de 28.35 km, 1 conductores por fase de conductor 900 ACSR Canary, capacidad operativa 358 MVA.
- LT Remedios 93G00 El Vidrio, longitud de 23.10 km, 1 conductores por fase de conductor 900 ACSR Canary, capacidad operativa 358 MVA.

Las características y límites mostrados son los proporcionados por la Transportista. Específicamente la LT El Vidrio 93G00 Remedios, la que estará operando sobre su límite operativo de 359 MVA, debido a los nuevos proyectos que entran y los que no se pueden concluir para el año 2027. En Figura 13.1.1.2 se muestra un diagrama unifilar geográfico simplificado de las Líneas de Transmisión mencionadas.

FIGURA 13.1.1.2 DIAGRAMA UNIFILAR GEOGRÁFICO SIMPLIFICADO DE LA RED ELÉCTRICA EN 400 Y 230 KV DEDICADAS A TRANSPORTAR GRANDES BLOQUES DE ENERGÍA



Actualmente con la red actual completa y ante contingencia sencilla, no se presenta sobrecargas en la RNT de la zona de influencia. Sin embargo, se espera que ante la problemática de construcción del proyecto legado L83 Victoria – Nochistongo y la entrada en operación de nuevos proyectos se presentará la saturación en 230 kV:

El proyecto de modernización de las tres unidades térmicas existentes conectadas en el nivel de tensión de 400 kV por un nuevo CCC Francisco Pérez Ríos de 3 unidades (2 turbinas de gas y 1 turbina de vapor) con capacidad de 879 MW con tecnología nueva y bajos costos de generación por el uso de gas natural, la central estará generando a su máxima capacidad por ser un Ciclo Combinado eficiente, por otro lado, el proyecto I19-CE1 (Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País, con Fecha Factible de diciembre del 2026) integra gran cantidad de cambios topológicos en el área de influencia y finalmente otro proyecto que influye en la topología de la red de la zona es el proyecto L83 Victoria – Nochistongo actualmente inconcluso por problemática social, faltando la construcción de la etapa final en el doble circuito Nochistongo – Xochitla y Nochistongo – Las Américas

Estas condiciones esperadas para el año 2027 con la entrada de los proyectos mencionados anteriormente y proyectos inconclusos provocarán que la LT Remedios 93G00 El Vidrio tenga un flujo de potencia por arriba de su capacidad operativa; por lo mencionado, se requiere un refuerzo en la Red Nacional de Transmisión para

evitar esta condición de eventual saturación y limitaciones de capacidad para la evacuación de energía eléctrica de la CE.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2027, se han identificado dos alternativas, las cuales consisten en la construcción de infraestructura para soportar el crecimiento natural de la demanda en las Zonas de Distribución Cuautitlán, Naucalpan y Basílica, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1:

TRANSMISIÓN:

- Repotenciación de una línea de transmisión, un circuito, un conductor por fase, calibre 1020 kcmil tipo ACCC, aislado y operado en 230 kV, con longitud de 23.3 km aproximadamente desde la subestación eléctrica Remedios hacia El Vidrio.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Sustitución de 6 TC de 230 kV y recalibración de bus auxiliar de 230 kV.

Alternativa 2:

TRANSMISIÓN:

- Construcción de una línea de transmisión, un circuito, un conductor por fase, calibre 900 KCM tipo ACSR, aislada y operada en 230 kV, de 23.3 km de longitud aproximadamente desde la Subestación Eléctrica Remedios hacia El Vidrio.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Un alimentador de línea en la SE Remedios en 230 kV
- Un alimentador de línea en la SE El Vidrio en 230 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: octubre de 2027.

En las Figuras 13.1.1.3 y 13.1.1.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 72.892 millones de pesos de 2025 Utilizando una paridad de 17.1 pesos/dólar se obtiene el costo de inversión de 4.268 millones de pesos de 2025, lo anterior costeo realizado por la Transportista e incluyendo 5% de incertidumbre. Los Cuadros 13.1.1.1 y 13.1.1.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 13.1.1.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Necesaria
Remedios-El Vidrio / 1	230	1	23.0	ago-26	oct-27
Total			**23.3**		

/ 1 Repotenciación de la LT Remedios 93G00 El Vidrio

CUADRO 13.1.1.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Vidrio	Sustitución de 6 TC y Recalibración de Bus Auxiliar	1	230	ago-26	oct-27
Total		1			

FIGURA 13.1.1.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

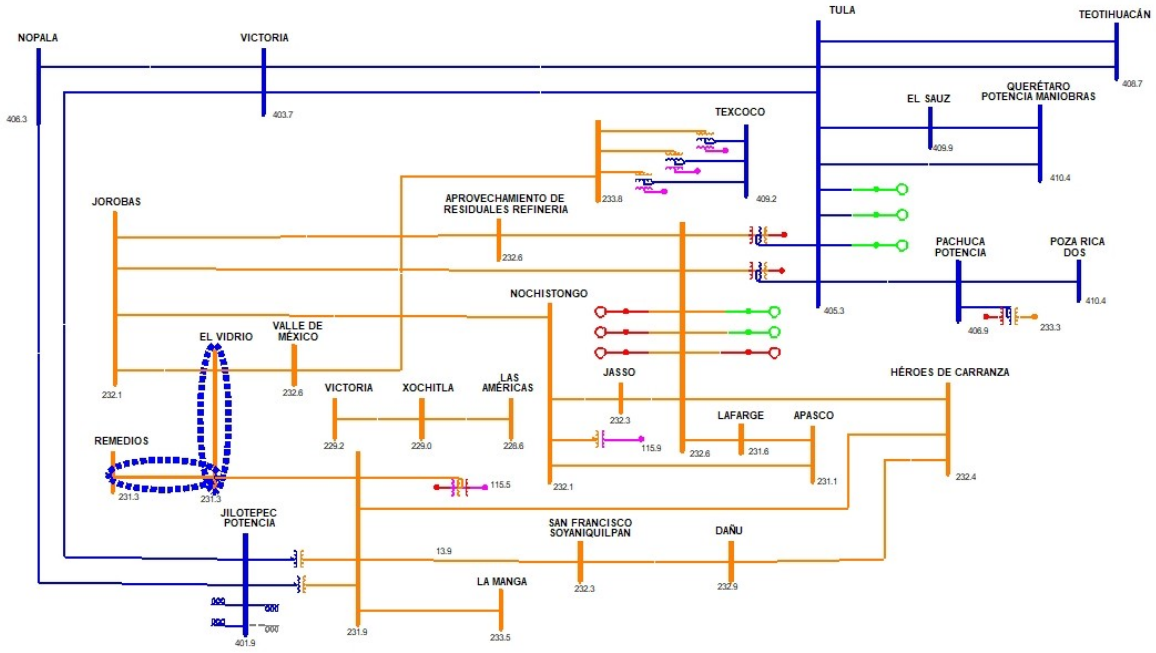
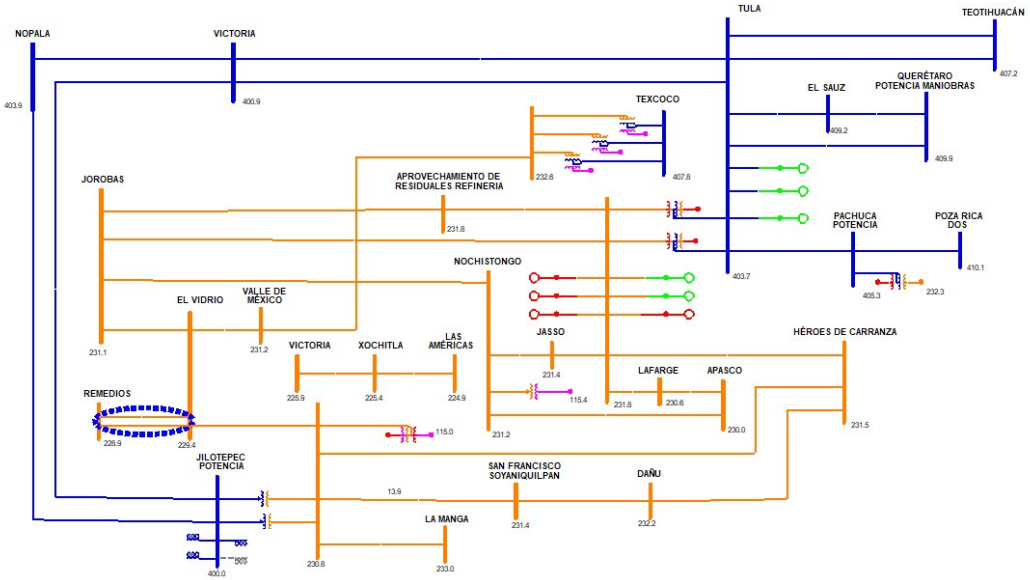


FIGURA 13.1.1.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 419.789 millones de pesos de 2024 (24.549 millones de dólares de 2024 considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Los Cuadros 13.1.1.3 y 13.1.1.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 13.1.1.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Necesaria
Remedios-El Vidrio	230	1	23.0	ago-26	oct-27
Total			**23.3**		

CUADRO 13.1.1.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Remedios	Alimentador ampliación	1	230	ago-26	oct-27
El Vidrio	Alimentador ampliación	1	230	ago-26	oct-27
Total		2			

Indicadores económicos

En los Cuadros 13.1.1.5 y 13.1.1.6 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 13.1.1.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 13.1.1.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2030

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,395.52	0.0	1,395.52	1,027.36	77.36	368.16	4.76

CUADRO 13.1.1.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2030

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,524.18	0.0	1,524.18	1,057.08	444.98	467.09	1.05

CUADRO 13.1.1.7 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	**Mayor**
Suministro de la demanda	Menor	**Mayor**
Control de calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I2R	Menor	**Mayor**
Factibilidad de ejecución del proyecto	**Mayor**	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	**72.89**	419.8
Relación Beneficio/Costo	**4.76**	1.05

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

13.1.2. Proyecto estratégico CCC Salamanca II

CFE25-SLM Obras de Refuerzo del proyecto CCC Salamanca II

Diagnóstico operativo.

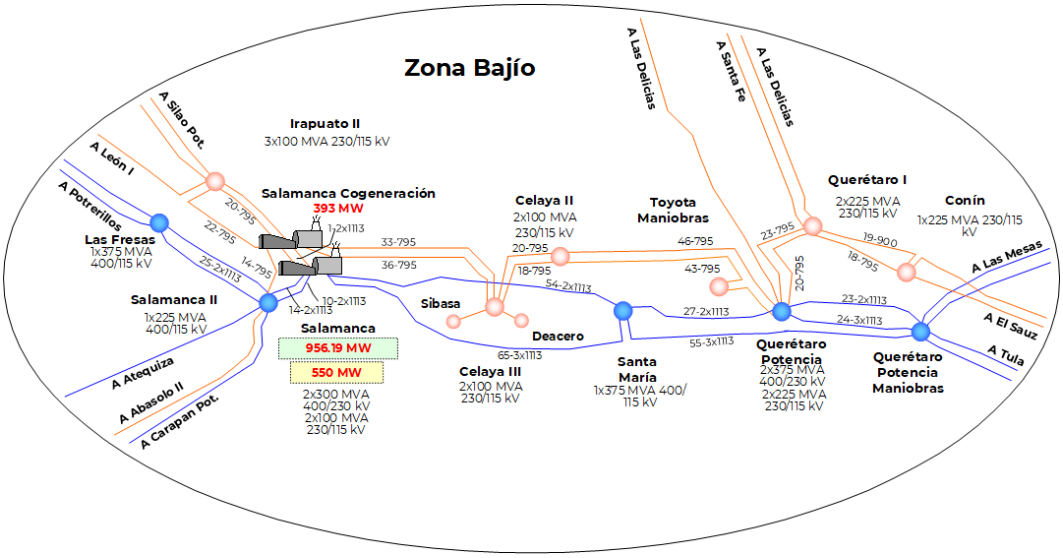
La Central Termoeléctrica Salamanca (CE Salamanca), ubicada en Salamanca, Guanajuato, se encuentra en operación desde 1977, originalmente estaba integrada por 4 unidades generadoras con una capacidad total de 910 MW. Actualmente cuenta con 2 unidades y una capacidad de interconexión de 550 MW, en tensión nominal de operación de 230 kV. La energía generada por esta CE es inyectada a la Red Eléctrica a través de la SE Salamanca y se utiliza principalmente para satisfacer la demanda de las Zonas Irapuato y Celaya, en la región del Bajío, la cual es una de las regiones con mayor crecimiento en el país.

En 2019, la CFE inició la construcción de la CCC Salamanca de 956.19 MW, como parte de la renovación del parque de generación y la transición a energías limpias. Sustituirá a la Central Termoeléctrica Salamanca, por lo que se tiene un incremento neto de 406.19 MW de generación, lo cual consta de 3 unidades: 2 unidades de gas (unidades 11 y 12) de 352.8 MW de capacidad nominal y una unidad de vapor (unidad 13) de 305.1 MW de capacidad nominal; interconectadas en tensión nominal de 230 kV y de 400 kV. Actualmente se encuentra en pruebas preoperativas y tiene una fecha estimada de entrada en operación de febrero de 2025.

La energía generada en 230 kV es evacuada a través de las LT Salamanca-93G30-Salamanca Cogeneración y Salamanca-93G40-Salamanca Cogeneración y los Transformadores AT7 y AT8 230/115 kV de 100 MVA de capacidad cada uno. Mientras que en el nivel de tensión de 400 kV se transmite a través de las LT Salamanca-A3310-Salamanca II, LT Salamanca-A3320-Salamanca II, LT Salamanca-A3330-Santa María y LT Salamanca-A3990-Santa María y los Transformadores AT5 y AT6 400/230 kV de 300 MVA cada uno.

En la Figura 13.1.2.1 se muestra un diagrama unifilar de las principales Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de la zona.

FIGURA 13.1.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



Es importante precisar que la conexión hacia las zonas Irapuato y Celaya en la Red Eléctrica de 230 kV, se realiza a través de la CE Salamanca Cogeneración a través de las LT Salamanca Cogeneracion-93160-Irapuato II, Salamanca Cogeneracion-93460-Irapuato II, Salamanca Cogeneracion-93180-Irapuato II, Salamanca Cogeneracion-93190-Salamanca II, Salamanca Cogeneracion-93170-Celaya III y Salamanca Cogeneración-93150-Celaya III. Esta CE de Salamanca Cogeneración está conformada por 3 unidades de generación para un total de 393 MW.

Como se mencionó anteriormente, debido a la posición geográfica estratégica de la Región Bajío, cuenta con un crecimiento económico acelerado, lo que representa una tasa de crecimiento en el consumo de energía eléctrica de aproximadamente el 3% anual en los siguientes años. Con el objetivo de garantizar el abasto de energía eléctrica en la región, como parte del "Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030" la CFE contempla la construcción del proyecto CCC Salamanca II de 478 MW con fecha de entrada en operación de junio 2028. Consta de dos unidades generadoras: una unidad de gas y una unidad de vapor, ambas conectadas en 230 kV, con ello, se tendrá una nueva capacidad de 1,434.192 MW en el mismo predio.

Por lo tanto, para estar en condiciones de evacuar la totalidad de energía generada (1,827.19 MW) por la nueva Central CCC Salamanca de 956.19 MW, la Central Salamanca Cogeneración de 393 MW y el proyecto CCC Salamanca II de 478 MW; y así asegurar su despacho de generación, es necesario incrementar la capacidad de transmisión en la zona. Adicionalmente, derivado del incremento en los niveles de cortocircuito de la zona detectado por la inclusión del nuevo proyecto, la necesidad de modernizar diversos equipos de la RNT, tales como interruptores, buses, transformadores de instrumentos, cuchillas, etc., para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de dichos activos, ante la ocurrencia de fallas eléctricas cercanas. De lo anterior, se considera indispensable que se encuentren en operación, previo a la entrada en operación del proyecto CCC Salamanca II los proyectos mostrados en el Cuadro 13.1.2.1.

CUADRO 13.1.2.1. LISTADO DE PROYECTOS INSTRUIDOS REQUERIDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CCC SALAMANCA II

PEM	NOMBRE DEL PEM
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)
I19-CE1	Incremento de la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País
P21-OC1	Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro
P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III (Pedro Moreno)
P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato
P18-OC4	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán
P24-OC2	Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato

Descripción de los refuerzos que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028 (fecha en donde entraría en Operación Comercial el Ciclo II de Salamanca), se ha identificado la necesidad de obras para reforzar la Confiabilidad del SEN, asegurando el suministro eléctrico y atender el crecimiento de generación de la Región del Bajío; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

TRANSMISIÓN:

- Recalibración de la LT Salamanca-73120-Salamanca Sur, un circuito, con una longitud estimada de 5.93 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR y AL-1200 XLP, incluye 4.00 km de reubicación de LT por invasión (0.5 km subterránea) y 1.93 km de recalibración, la Línea de Transmisión resultante, deberá de ser de una capacidad mínima de 160 MVA en operación de largo plazo.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Sustitución de la SE Salamanca Cogeneración por una nueva SE en SF6 con arreglo de Interruptor y medio con seis diámetros, 8 bahías para LT y 3 para Generación, y una capacidad de 50 kA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-93G30-Salamanca Cogeneración (lado Salamanca) para alcanzar un límite operativo de al menos 796 MVA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-93G40-Salamanca Cogeneración (lado Salamanca) para alcanzar un límite operativo de al menos 796 MVA.
- Sustitución de 22 juegos de cuchillas, 23 juegos de TC y 9 piezas de trampas de onda en 230 kV en la SE Salamanca por equipos con una capacidad interruptiva de 50 kA.
- Sustitución de 8 juegos de cuchillas, 2 juegos de TC y 2 piezas de trampas de onda en 115 kV en la SE Salamanca por equipos con una capacidad interruptiva de 50 kA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-73180-Salamanca Norte (lado Salamanca) para alcanzar un límite operativo de al menos 160 MVA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-73120-Salamanca Sur (lado Salamanca Sur) para alcanzar un límite operativo de al menos 120 MVA,
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca II-73230-Salamanca Sur (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 120 MVA.
- Sustitución de 3 juegos de cuchillas y 1 juego de interruptores de potencia en 115 kV en la SE Salamanca II por equipos con una capacidad interruptiva de 50 kA.

Alternativa 2

TRANSMISIÓN:

- Nueva Línea de Transmisión Salamanca-73OC0-Salamanca Sur, un circuito, con una longitud estimada de 4.3 km y un conductor por fase de calibre AL-1000 XLP.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Un alimentador en 115 kV para conexión de la LT Salamanca-73OC0-Salamanca en la SE Salamanca.
- Un alimentador en 115 kV para conexión de la LT Salamanca-73OC0-Salamanca en la SE Salamanca Sur.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-93G30-Salamanca Cogeneración (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 796 MVA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-93G40-Salamanca Cogeneración (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 796 MVA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-73180-Salamanca Norte (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 160 MVA.
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca-73120-Salamanca Sur (lado Salamanca Sur) para alcanzar un límite operativo de al menos 160 MVA.

- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Salamanca II-73230-Salamanca Sur (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 120 MVA.
- Sustitución de 32 cuchillas de 230 kV en la SE Salamanca por una capacidad de 50 kA.
- Sustitución de 17 interruptores de potencia y 49 cuchillas de 230 kV en la SE Salamanca Cogeneración por una capacidad de 50 kA.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: febrero de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: febrero de 2028.

En las Figuras 13.1.2.2 y 13.1.2.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 13.1.2.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2028 CON EL PROYECTO

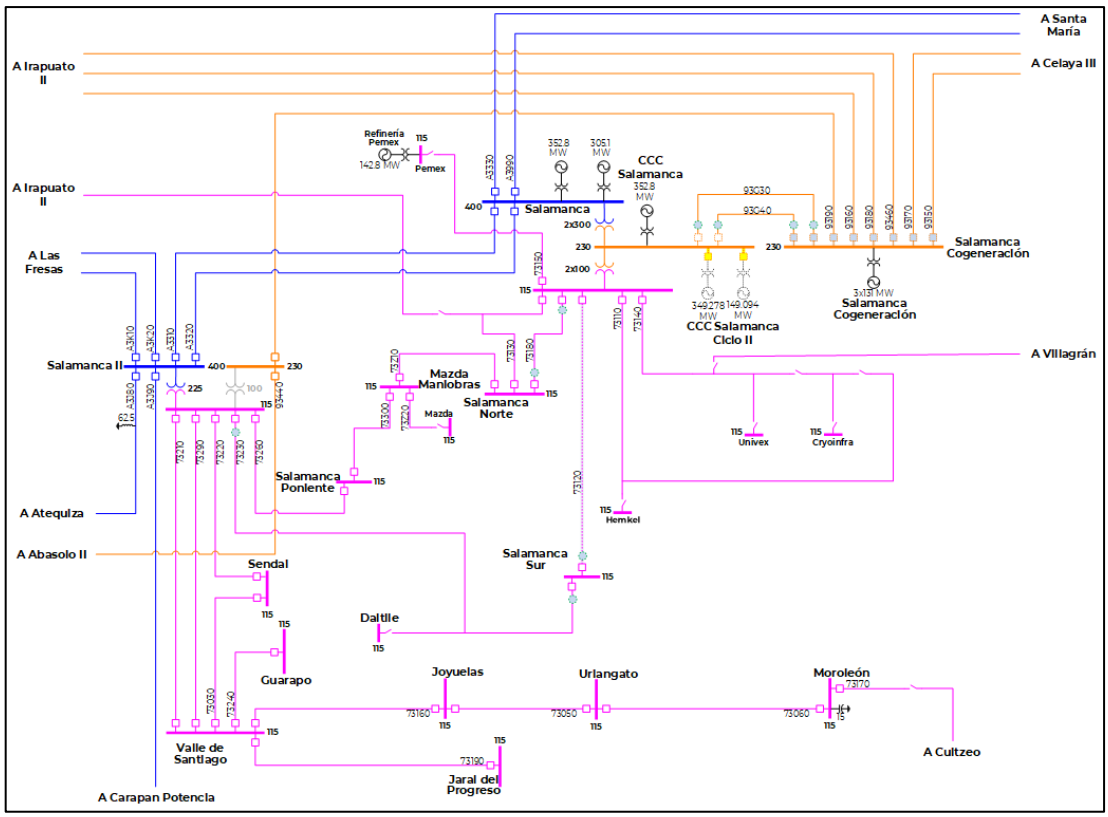
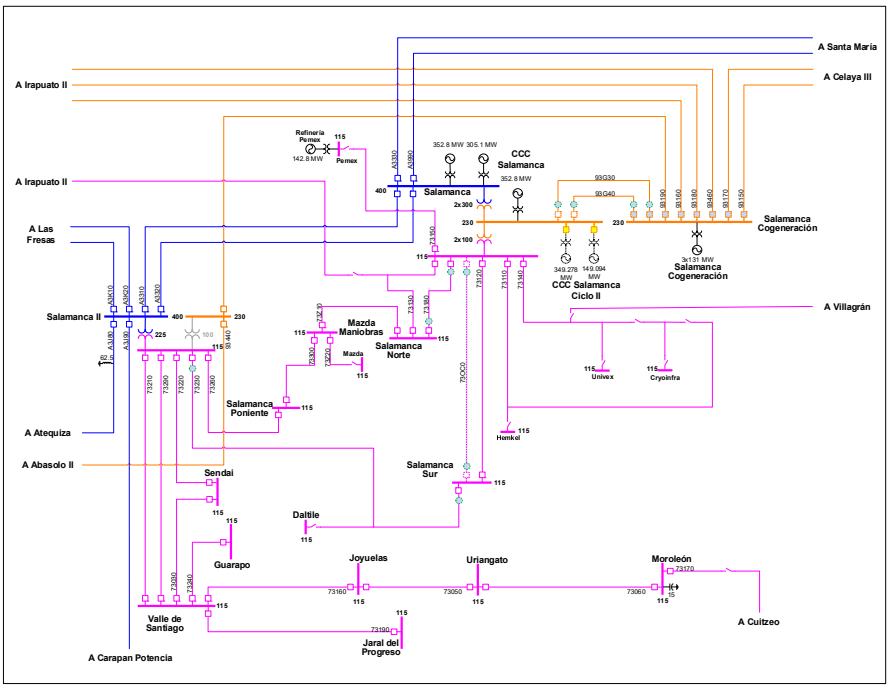


FIGURA 13.1.2.3 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2028 CON EL PROYECTO



El costo total de las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1 se estima en 582.2 millones de pesos de 2024 (34.05 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). En el Cuadro 13.1.2.2 y Cuadro 13.1.2.3 se muestran las metas físicas de los refuerzos asociados al proyecto.

CUADRO 13.1.2.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Recalibración LT Salamanca-73120-Salamanca Sur /1	115	1	5.93	feb-28	feb-28
Total			**5.93**		

1/ Para alcanzar 160 MVA

CUADRO 13.1.2.3. OBRAS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Salamanca	CU	22	230	feb-28	feb-28
Salamanca	CU	8	115	feb-28	feb-28
Salamanca	TC	69	230	feb-28	feb-28
Salamanca	TC	6	115	feb-28	feb-28
Salamanca	TO	9	230	feb-28	feb-28
Salamanca	TO	2	115	feb-28	feb-28
Salamanca Sur	TC	6	115	feb-28	feb-28
Salamanca II	CU	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca II	TC	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca II	IN	1	115	feb-28	feb-28
Salamanca Cogeneración	NUEVA SE SF6	1	230	feb-28	feb-28
Total		**130**			

TC. Transformador de Corriente (pieza)
IN. Interruptor (juegos)
CU. Cuchillas (juegos)
TO Trampa de Onda (pieza)

El costo total de las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2 se estima en 871.245 millones de pesos de 2024 (50.95 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). En el Cuadro 13.1.2.4. y Cuadro 13.1.2.5. se muestran las metas físicas de los refuerzos asociados al proyecto.

CUADRO 13.1.2.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Salamanca – 73OC0 – Salamanca Sur subterránea XLPE 1000 mm²	115	1	4.3	feb-28	feb-28
Total			**4.3**		

CUADRO 13.1.2.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Salamanca	Alimentador	1	115	feb-28	feb-28
Salamanca Sur	Alimentador	1	115	feb-28	feb-28
Salamanca	TC	6	230	feb-28	feb-28
Salamanca Cogeneración	TC	6	230	feb-28	feb-28
Salamanca Norte	TC	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca Sur	TC	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca	TC	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca II	TC	3	115	feb-28	feb-28
Salamanca	CU	32	230	feb-28	feb-28
Salamanca Cogeneración	IN	17	230	feb-28	feb-28
Salamanca Cogeneración	CU	49	230	feb-28	feb-28
Total		**124**			

TC. Transformador de Corriente
IN. Interruptor
CU. Cuchillas

Indicadores económicos

En los Cuadros 13.1.2.6 y 13.1.2.7. se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de Costos de Producción y en el Cuadro 13.1.2.8. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 13.1.2.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	-1,160.45	2,347.28	724.09	1,910.91	552.70	1,358.21	3.46

CUADRO 13.1.2.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	-1159.7	2347.3	722.4	1910.1	884.3	1025.8	2.16

CUADRO 13.1.2.8. RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda de energía eléctrica	Menor	Mayor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2024)	552.70	884.30
Relación Beneficio/Costo	3.46	2.16

13.1.3. Proyecto estratégico CFV Puerto Peñasco Secuencia III

CFE25-FPP Obras de Refuerzo del proyecto CFV Puerto Peñasco Secuencia III

Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Baja California (GCRBC) está conformada por dos grandes regiones de carga; La región Valle (zona Valle) y región Costa (zona Costa). La primera región comprende las ciudades de Mexicali, Baja California (BC) y San Luis Río Colorado, Sonora; mientras que la segunda comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín en BC, actualmente ambas zonas de carga se encuentran interconectadas mediante dos enlaces de más de 100 km a una tensión de 230 KV.

Para abastecer el Suministro Eléctrico en el SIBC se tienen cuatro principales Centrales Eléctricas. Dos de ellas se ubican en zona Valle; la primera en la Central Geotérmica Cerro Prieto de CFE ubicada al sureste de la ciudad de Mexicali, que cuenta con 570 MW de capacidad instalada. Sin embargo, actualmente se tiene una degradación en el suministro de vapor que lo lleva a proporcionar una generación promedio de 183 MW. La segunda es la Central Eléctrica Ciclo Combinado Mexicali con 734 MW de capacidad instalada que se ubica al poniente de la ciudad de Mexicali. Del total de generación instalada, 489 MW se entregan con contrato de Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE) y una unidad turbogás proporciona 165 MW como Generador bajo el amparo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), además cuenta con un contrato de autoabastecimiento por 80 MW, y cuenta con un excedente de 19.8 MW.

En la zona Costa, se cuenta con la tercer Central Eléctrica, CE Presidente Juárez, ubicada al suroeste de la ciudad de Tijuana, que tiene instaladas unidades de tipo ciclo combinado, turbogás, Aero derivadas y unidades térmicas convencionales. La cuarta se ubica en la zona Ensenada, se denomina Ciclo Combinado Baja California Tres (La Jovita) con 324 MW de capacidad, contrato PIE. Además, la zona Costa cuenta con una unidad turbogás en zona Ensenada con 27 MW de capacidad de generación y dos parques eólicos, una de 10 MW de capacidad cercano a la ciudad de Tecate y el segundo de 30 MW de capacidad instalado cerca de San Felipe.

La zona Valle también cuenta con un parque fotovoltaico de 46 MW de capacidad en la región de la Rumorosa.

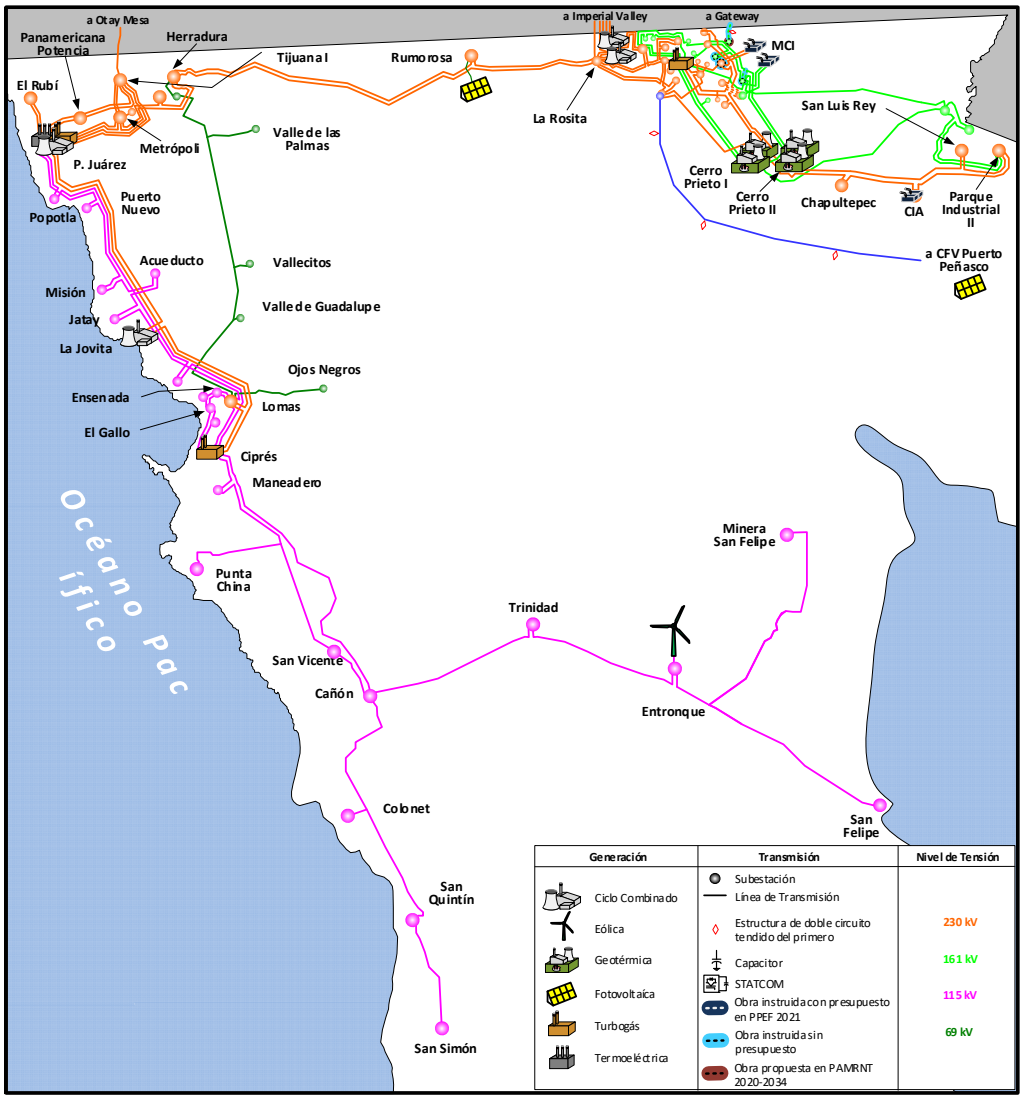
Adicionalmente, en la zona Valle entraron en operación comercial las Centrales de Combustión Interna pertenecientes a CFE Generación III; CCI Mexicali Oriente con capacidad neta de 429 MW y CCI Altar con capacidad neta de 201.8 MW ambas provenientes del protocolo correctivo, así como también entró en operación la Central Fotovoltaica Rafael Galván Maldonado con capacidad neta de 300 MW con 60 MW de Sistema de Almacenamiento de Energía (CFV Puerto Peñasco Secuencia II).

Finalmente, se tiene una interconexión eléctrica mediante dos enlaces en 230 kV entre BC y el WECC, se denomina “Path 45” y consiste en una interconexión síncrona con una capacidad de exportación de 800 MW y una capacidad de importación en condiciones de verano de 600 MW bajo ciertas condiciones de operación en el balance carga-generación al interior de la zona Valle durante el periodo de verano, de otra manera la capacidad se mantiene en 408 MW. Esta interconexión permanente ha traído grandes beneficios regionales, se han desarrollado industrias maquiladoras de diferentes tipos, que repercute en beneficios sociales y económicos que han logrado proporcionar el soporte y desarrollo sostenido en Baja California.

El incremento de generación en la región valle derivado de las interconexiones de nuevas centrales eléctricas provoca un residual de generación en los escenarios de invierno, al disminuir significativamente la demanda del Sistema Interconectado Baja California (SIBC), particularmente en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado; lo cual conlleva a que se presente alta transferencia de potencia de la región Valle a la región Costa.

En la Figura 13.1.3.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado que comprende la zona Valle y zona Costa en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California en 2025.

FIGURA 13.1.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA



Las zonas Valle y Costa cuentan con sus propios recursos de generación como son ciclos combinados, unidades térmicas, combustión interna y generación renovable que ayudan a mantener un balance carga-generación entre ambas zonas y manteniendo un flujo seguro por el enlace Valle-Costa que interconecta ambas zonas. Con la entrada en operación de los proyectos de generación estratégica; CCC González Ortega y CCC San Luis Río Colorado próximos a interconectarse en la red de zona Valle, se prevé un desplazamiento de la generación en la zona Costa por la generación en zona Valle que resulta ser generación más eficiente y económica, además del incremento de capacidad de generación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco en sus Secuencias III y IV, dejando sin despacho de generación convencional en zona Costa o únicamente manteniendo un monto mínimo de la misma por confiabilidad y soporte de tensión.

El déficit de generación eléctrica se observa en la región Valle donde se presentan temperaturas de hasta 50 ˚C durante el periodo de verano y por tanto se tiene un alto consumo de energía eléctrica, por lo que la pérdida del Suministro Eléctrico ocasionaría afectación considerable a los Usuarios Finales de Suministro Básico. Esta situación, conduce la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica, incorporando Centrales Eléctricas que resultan necesarios para satisfacer la creciente necesidad de energía eléctrica al ritmo de los crecimientos que se han registrado y a los incrementos pronosticados en la región, lo que permitirá atender el suministro confiable y seguro de la energía eléctrica en el mediano y largo plazo.

El incremento natural de la demanda eléctrica va de la mano con el registro de altas temperaturas de la zona Valle durante la temporada de verano y sumado a la falta de capacidad de generación para poder suministrar la demanda de energía eléctrica con recursos instalados en territorio mexicano, provoca que se tenga que hacer uso de unidades de Central Eléctrica con tecnología turbogás costosas, protocolo correctivo o bien, realizar compras de energía eléctrica a altos costos al WECC, lo anterior pone en riesgo la seguridad y Confiabilidad del SIBC.

Por lo descrito anteriormente, se identifica la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica del SIBC debido a que no será posible atender nuevos crecimientos en la demanda eléctrica, además, con Red Eléctrica completa no será posible soportar las contingencias sencillas de generación o de algún elemento de transmisión, lo que conlleva a no permitir la entrada en operación de nuevos Centros de Carga, así como negar licencias para mantenimiento de los elementos de transmisión o de Centrales Eléctricas.

Se requiere la infraestructura de generación y las Obras de Refuerzo asociadas que permitan transmitir la energía eléctrica en todo momento hacia los centros de consumo, de manera que se proporcione Confiabilidad y flexibilidad operativa, lo que permitirá reducir y/o eliminar los Esquemas de Acción Remedial como único medio para minimizar la problemática y garantizar en lo posible el suministro de energía eléctrica.

Para junio de 2028 se tiene prevista la entrada en operación comercial de la Secuencia III asociada a la CFV Puerto Peñasco con capacidad de 300 MW y 90 MW de Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) considerando tecnología Grid Forming.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Derivado de las reuniones técnicas celebradas durante el mes de noviembre de 2025 con personal de la Transportista, Coordinación de Vinculación de la DP, CPTT Noroeste y SDT – GRTBC para atender las Obras de refuerzo del proyecto CFV Puerto Peñasco Secuencia III, se ratificó la instalación del elemento de compensación con tecnología STATCOM en la SE Golfo de Santa Clara 400 kV, por otra parte, se acordó como parte de las metas físicas solo el segundo elemento de transformación en la SE Cucapáh, argumentado que en caso de que se presente alguna sobrecarga ocasionada por falla del elemento de transformación será necesario realizar acciones de control para operar de manera Confiable.

Las obras de refuerzo necesarias para transmitir la capacidad de generación total de la CFV Puerto Peñasco y operar en un nivel de tensión de 400 kV el enlace Costa-Valle serán incluidas en la Secuencia IV de la Central Eléctrica y Programas de Ampliación y Modernización de la RNT 2026-2040. Con base en los estudios electrotécnicos realizados se observa un incremento de transferencia de potencia en el enlace Costa-Valle al operar en Red Eléctrica de 400 kV, con lo cual se atenderá el incremento natural de la demanda en el mediano y largo plazo.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028 (fecha en donde entraría en Operación Comercial la Secuencia III de la CFV Puerto Peñasco), se ha identificado la necesidad de obras para reforzar la Confiabilidad del SEN, asegurando el suministro eléctrico y atender el crecimiento de generación de la GCR Baja California; las cuales consisten en las siguientes obras.

Alternativa 1:

Obras de Interconexión

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un transformador de 375 MVA de capacidad (Banco 2), relación de transformación 400/34.5/34.5 kV en la SE CFV Puerto Peñasco. Incluye alimentadores en 34.5 kV.

Obras de Refuerzo

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión de aproximadamente 144.65 km de longitud, tendido del segundo circuito, tres conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada y operada en 400 kV desde la Subestación Eléctrica CFV Puerto Peñasco hacia Golfo de Santa Clara.
- Línea de Transmisión de aproximadamente 145.24 km de longitud, tendido del segundo circuito, tres conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada y operada en 400 kV desde la Subestación Eléctrica Golfo de Santa Clara hacia Cucapáh.
- Línea de Transmisión de aproximadamente 30 km de longitud, torre de doble circuito tendido de los dos circuitos, dos conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada en 400 kV con operación inicial en 230 kV desde la Subestación Eléctrica Cucapáh hacia PI La Rosita. En su arreglo final se formará la LT Cucapáh – La Herradura con operación inicial en 230 kV.

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un autotransformador formado de tres unidades monofásicas de 125 MVA (Banco 2), relación de transformación 400/230 kV en la SE Cucapáh. Incluye alimentadores de 400 kV y 230 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos Alimentadores en 400 kV en la SE CFV Puerto Peñasco, uno para la interconexión de la LT hacia SE Golfo de Santa Clara y otro para la interconexión del transformador elevador de la Central Fotovoltaica.
- Tres Alimentadores en 400 kV en la SE Golfo de Santa Clara, el primero para la interconexión de la LT hacia SE Cucapáh, el segundo para la interconexión de la LT hacia SE CFV Puerto Peñasco y el tercero para la interconexión de un elemento de compensación dinámica con tecnología STATCOM.
- Un Alimentador en 400 kV en la SE Cucapáh para la interconexión de la LT hacia SE Golfo de Santa Clara.
- Dos Alimentadores en 230 kV en la SE Cucapáh para la interconexión de las LT hacia SE Herradura (PI Rosita).

Los Alimentadores del autotransformador de la SE Cucapáh se consideran en el apartado de transformación.

COMPENSACIÓN:

- Instalación de un equipo de compensación dinámica con tecnología STATCOM de +350/-350 MVAr de capacidad que se conectará en la barra de 400 kV de la SE Golfo de Santa Clara.
- Un reactor de línea con capacidad de 50 MVAr en el extremo de la SE CFV Puerto Peñasco 400 kV

Alternativa 2:

Obras de Interconexión

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un transformador de 375 MVA de capacidad (Banco 2), relación de transformación 400/34.5/34.5 kV en la SE CFV Puerto Peñasco. Incluye alimentadores en 34.5 kV.

Obras de Refuerzo

TRANSMISIÓN:

- Línea de Transmisión de aproximadamente 144.65 km de longitud, tendido del segundo circuito, tres conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada y operada en 400 kV desde la Subestación Eléctrica CFV Puerto Peñasco hacia Golfo de Santa Clara.
- Línea de Transmisión de aproximadamente 145.24 km de longitud, tendido del segundo circuito, tres conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada y operada en 400 kV desde la Subestación Eléctrica Golfo de Santa Clara hacia Cucapáh.
- Línea de Transmisión de aproximadamente 30 km de longitud, torre de doble circuito tendido de los dos circuitos, dos conductores por fase en calibre 1113 ACSR, aislada y operada en 400 kV desde la Subestación Eléctrica Cucapáh hacia PI La Rosita. En su arreglo final se formará la LT Cucapáh – La Herradura operada en 400 kV.

TRANSFORMACIÓN:

- Instalación de un autotransformador formado de tres unidades monofásicas de 125 MVA (Banco 2), relación de transformación 400/230 kV en la SE Cucapáh. Incluye alimentadores de 400 kV y 230 kV.
- Instalación de un autotransformador formado de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA (Banco 2), relación de transformación 400/230 kV en la SE Herradura. Incluye alimentadores de 400 kV y 230 kV.

- Instalación de un autotransformador formado de tres unidades monofásicas de 125 MVA (Banco 3), relación de transformación 400/230 kV en la SE Herradura. Incluye alimentadores de 400 kV y 230 kV.
- Instalación de un autotransformador formado de tres unidades monofásicas de 125 MVA (Banco 4), relación de transformación 400/230 kV en la SE Herradura. Incluye alimentadores de 400 kV y 230 kV.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Dos Alimentadores en 400 kV en la SE CFV Puerto Peñasco, uno para la interconexión de la LT hacia SE Golfo de Santa Clara y otro para la interconexión del transformador elevador de la Central Fotovoltaica
- Tres Alimentadores en 400 kV en la SE Golfo de Santa Clara, el primero para la interconexión de la LT hacia SE Cucapáh, el segundo para la interconexión de la LT hacia SE CFV Puerto Peñasco y el tercero para la interconexión de un elemento de compensación dinámica con tecnología STATCOM.
- Tres Alimentadores en 400 kV en la SE Cucapáh, un alimentador para la interconexión de la LT hacia SE Golfo de Santa Clara y dos alimentadores para la interconexión de las LT hacia SE Herradura (PI Rosita).

Los Alimentadores de los autotransformadores de la SE Herradura y SE Cucapáh se consideran en el apartado de transformación.

COMPENSACIÓN:

- Instalación de un equipo de compensación dinámica con tecnología STATCOM de+350/-350 MVAr de capacidad que se conectará en la barra de 400 kV de la SE Golfo de Santa Clara.
- Un reactor de línea con capacidad de 50 MVAr en el extremo de la SE CFV Puerto Peñasco 400 kV

Adicionalmente se requieren adecuaciones en la SE Herradura que resulten del cambio de tensión en la operación de las LT Herradura – La Rosita.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027.

En las Figuras 13.1.3.2 y 13.1.3.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa propuesta. En trazo punteado y color amarillo se indican las obras de refuerzo de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 4,880.51 millones de pesos de 2025 (252.88 millones de dólares considerando una paridad de 19.3 pesos por dólar). Para la Alternativa 1 se consideró como referencia la información del documento “CONCILIACIÓN PARA CARTERA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN (1)” elaborado por la CFE.

Los Cuadros 13.1.3.1 a 13.1.3.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 13.1.3.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
CFV Puerto Peñasco – Golfo de Santa Clara /1	400	2	144.64	dic-27	dic-27
Golfo de Santa Clara – Cucapáh /1	400	2	145.24	dic-27	dic-27
Cucapáh – Rosita TAP /2,3	400	2	60.0	dic-27	dic-27
Total			**349.9**		

1/ Tendido del segundo circuito
2/ Aislada en 400 kV. Operación inicial en 230 kV
3/ Torre de doble circuito, tendido de 2 circuitos

CUADRO 13.1.3.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
CFV Puerto Peñasco	Alimentador Ampliación	2	400	dic-27	dic-27
Golfo de Santa Clara	Alimentador Ampliación	3	400	dic-27	dic-27
Cucapáh	Alimentador Ampliación	2	400	dic-27	dic-27
Cucapáh	Alimentador Ampliación	3	230	dic-27	dic-27
Total		**10**			

CUADRO 13.1.3.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cucapáh Banco 2	3	AT	125	400/230	dic-27	dic-27
Total			**375**			

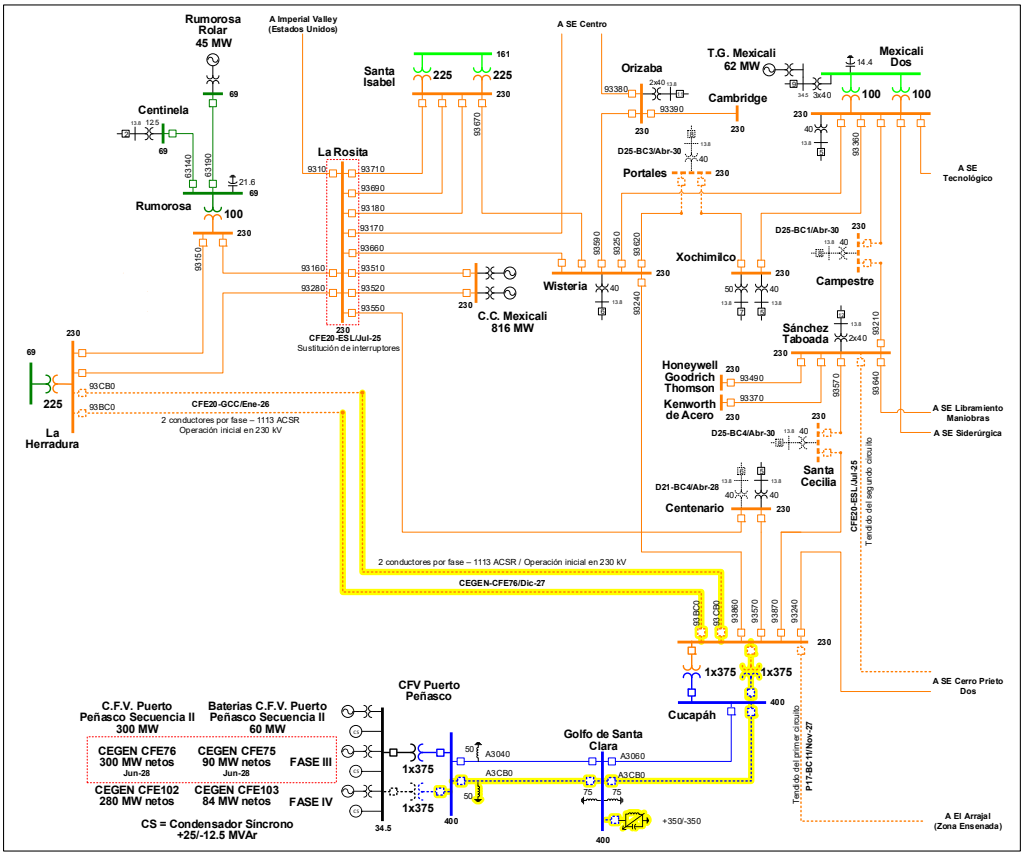
AT. Autotransformador

CUADRO 13.1.3.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Golfo de Santa Clara MVAr	STATCOM	400	350(Ind.)/350(Cap.)	dic-27	dic-27
CFV Puerto Peñasco MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	dic-27	dic-27
Total			**750.0**		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

FIGURA 13.1.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1



La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 5,743.9 millones de pesos de 2025 (335.90 millones de dólares considerando una paridad de 17.1 pesos por dólar). Para la Alternativa 2 se consideró como referencia el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación" (COPAR de Transmisión y Transformación en su versión 2024), elaborado por la CFE, se incluye el 16% de incertidumbre.

Los Cuadros 13.1.3.5 a 13.1.3.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 13.1.3.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
CFV Puerto Peñasco – Golfo de Santa Clara /1	400	2	144.65	dic-27	dic-27
Golfo de Santa Clara – Cucapáh /1	400	2	145.24	dic-27	dic-27
Cucapáh – Rosita TAP /2,3	400	2	60.0	dic-27	dic-27
Total			**349.9**		

1/ Tendido del segundo circuito

2/ Aislada y operada en 400 kV.

3/ Torre de doble circuito, tendido de 2 circuitos

CUADRO 13.1.3.6. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
CFV Puerto Peñasco	Alimentador Ampliación	2	400	dic-27	dic-27
Golfo de Santa Clara	Alimentador Ampliación	3	400	dic-27	dic-27
Cucapáh	Alimentador Ampliación	4	400	dic-27	dic-27
Cucapáh	Alimentador Ampliación	1	230	dic-27	dic-27
La Herradura	Alimentador Ampliación	3	400	dic-27	dic-27
La Herradura	Alimentador Ampliación	3	230	dic-27	dic-27
Total		**16**			

CUADRO 13.1.3.7. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cucapáh Banco 2	3	AT	125	400/230	dic-27	dic-27
La Herradura Banco 2	4	AT	125	400/230	dic-27	dic-27
La Herradura Banco 3	3	AT	125	400/230	dic-27	dic-27
La Herradura Banco 4	3	AT	125	400/230	dic-27	dic-27
Total			**1,625.0**			

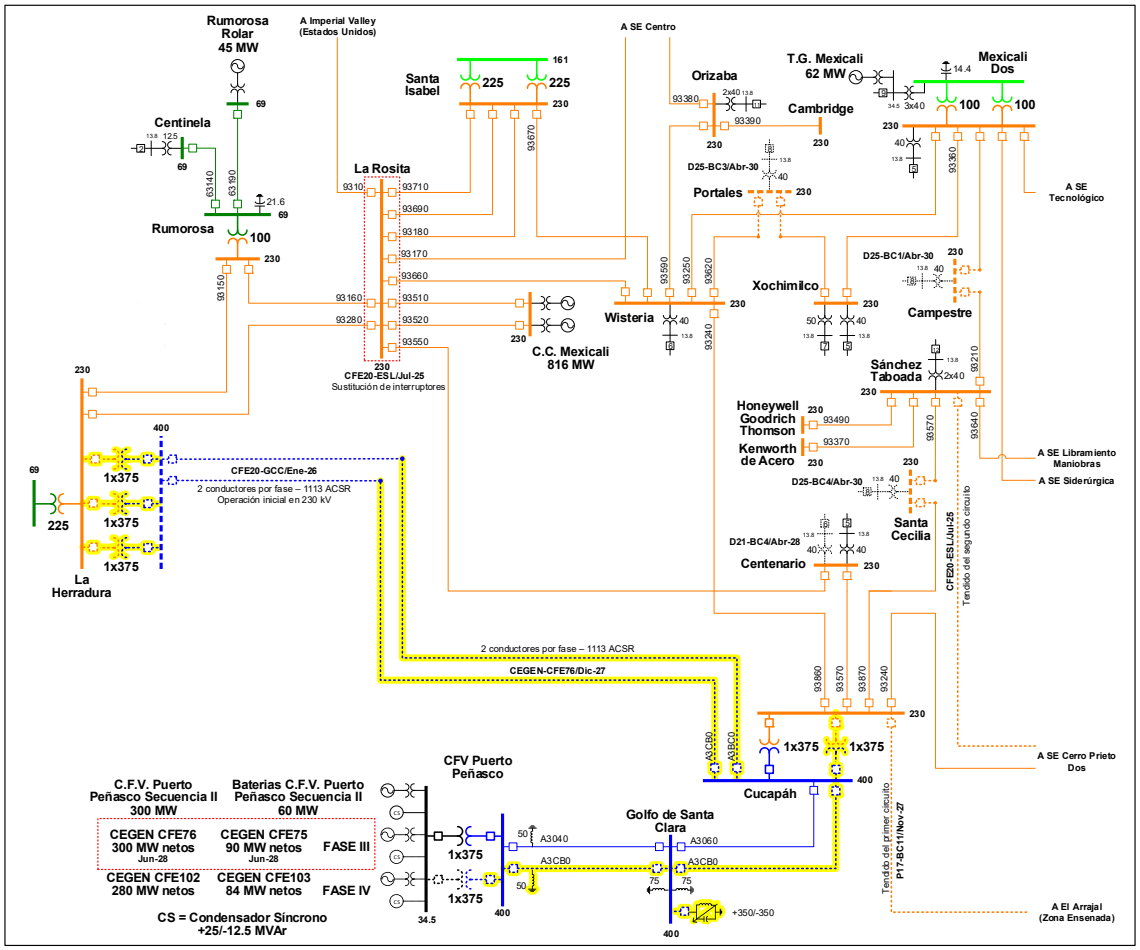
AT. Autotransformador

CUADRO 13.1.3.8. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cucapáh MVAr	STATCOM	400	350(Ind.)/350(Cap.)	dic-27	dic-27
CFV Puerto Peñasco MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	dic-27	dic-27
Total			**750.0**		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

FIGURA 13.1.3.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Indicadores económicos

En los Cuadros 13.1.1.5 y 13.1.1.6 se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de costos de producción para las dos Alternativas y en el Cuadro 13.1.1.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 13.1.1.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
23.0	307.2	0.3	330.5	232.6	97.9	1.42

Millones de USA $ en VP 2025

CUADRO 13.1.1.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
23.0	307.2	0.3	330.5	309.0	21.6	1.07

Millones de USA $ en VP 2025

CUADRO 13.1.1.7 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	**Mayor**
Suministro de la demanda	Menor	**Mayor**
Control de calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I2R	Menor	**Mayor**
Factibilidad de ejecución del proyecto	**Mayor**	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2025)	**4,880.51**	5,743.90
Relación Beneficio/Costo	**1.42**	1.07

Por los resultados de los estudios electrotécnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

Debido a la capacidad total de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco de 880 MW, a los beneficios económicos de ambas Alternativas y a los estudios electrotécnicos que se han realizado en donde se observa una alta transferencia de potencia de la región Valle a la región Costa, se recomienda la operación inicial en 400 kV de las obras de transmisión propuestas, toda vez que se observa una mayor capacidad de transmisión en el enlace Costa-Valle a diferencia de operar en 230 kV.

Adicional a los tres proyectos presentados previamente que fueron evaluados técnica y económicamente por CENACE, la Dirección de Planeación (DP) de CFE solicitó a la SENER la inclusión de tres proyectos adicionales a considerarse en el presente PAMRNT.

A continuación, se presenta el contenido de metas físicas y justificación elaborado por la DP, asimismo se incluye la evaluación económica realizada por CENACE.

13.1.4. Proyecto para garantizar el suministro en la zona Mérida

CFE25-ZMD Recalibración de RNT 115 kV de la Zona Mérida

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de la ciudad de Mérida se realiza mediante 3 centrales de generación convencional: 1) Central Turbogás Mérida I de 30 MW, 2) Central Térmica Mérida II de 2X84 MW; estas dos centrales interconectadas a la Red Nacional de Transmisión en 115 kV; y 3) Central Ciclo Combinado Mérida III (PIE) de 484 MW interconectada en 230 kV.

Adicionalmente, se cuenta con 3 centrales eléctricas intermitentes: Central FV Nachi Cocom de 7.5 MW en 13.8 kV, Central Eólica Energía Renovable de la Península con 92.4 MW y la CFV San Ignacio con 21.8 MW, estas últimas interconectadas en 115 kV.

La capacidad de generación instalada en la ciudad de Mérida zona no es suficiente para satisfacer la demanda local, por lo que se cuenta con infraestructura eléctrica para atender la demanda de la zona Mérida, 1,100 MVA de capacidad de transformación y relación 230/115 kV; SE Nachi Cocom con 2X225 MVA, (NCM-AT1), SE Norte de 225 MVA (NTE-AT4 y NTE-AT5 provisional), SE Caucel Potencia de 225 MVA (CCP-AT3) y SE Kanasín Potencia de 2X100 MVA, KNP-AT1 y KNP-AT2) conectados mediante red en 230 kV y 115 kV. Esta infraestructura suministra aproximadamente el 80% de la demanda.

Para satisfacer la totalidad de la demanda en la zona Mérida, CFE construyó la nueva Central Eléctrica Mérida con una capacidad de 564 MW, la turbina de Gas de 405 MW de capacidad se interconectó en 115 kV y la turbina de Vapor con 159 MW de capacidad en 230 kV. Se estima que la Fecha de Entrada en Operación {FEO) sea noviembre de 2025.

Las redes de interconexión y de refuerzo asociadas a este CC Mérida se dimensionó como modernización de las unidades 1 y 2 de la CT Mérida II, donde reemplazan las unidades existentes, tal como lo solicitó CFE, es decir no contempla que se realice la operación simultanea de la nueva Central Eléctrica con la que se reemplaza.

Problemáticas por resolver

Dadas las condiciones del retraso en el suministro de gas para las nuevas centrales programadas para entrar en operación en la Península de Yucatán, se requerirá de la operación simultánea del CC Mérida, TG Mérida I y CT Mérida para garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en la zona Mérida y evitar cortes de energía.

Esta condición de operación no esperada provoca que, ante contingencias sencillas en la infraestructura eléctrica de 115 kV adyacente a la central, se presenten sobrecargas en líneas de transmisión con calibres de

477 kCM tipo ACSR, así como violaciones en la capacidad de conducción en los buses de las Subestaciones Eléctricas.

Para resolver la problemática originada por despacho de las Centrales Eléctricas que se retirarían, ante la falta de suministro de gas para las nuevas Centrales Eléctricas se identifica el requerimiento de la recalibración de líneas de transmisión y de buses en subestaciones, en el nivel de tensión de 115 kV, lo que permitirá atender la demanda máxima esperada en 2026 de la Península de Yucatán

Esta situación, conduce a la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica de la zona Mérida, incorporando proyectos estratégicos que resultan necesarios para satisfacer la creciente necesidad de energía eléctrica en la región, lo que permitirá atender el suministro confiable y seguro de la energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazos.

Análisis de confiabilidad

El objetivo principal es desarrollar la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda eléctrica que se requiere en el corto plazo para abastecer de energía eléctrica a la ciudad de Mérida y mantener los flujos de potencia en los elementos de transmisión y transformación dentro de los límites de operación, tanto en Estado Operativo Normal y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Con la entrada en operación del proyecto se permitirá evacuar de manera confiable la totalidad de generación inyectada por el proyecto de generación CC Mérida y la totalidad de capacidad de generación actualmente instalada en la zona Mérida.

La incorporación del proyecto estratégico de infraestructura garantiza la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la zona Mérida con la cual se pretende atender el crecimiento esperado de la demanda en los siguientes años.

Análisis técnico

Debido a que la solución técnica corresponde en atender la problemática de sobrecarga en la RNT ante contingencias en líneas de transmisión en 115 kV, se realizaron estudios electrotécnicos de opciones, las cuales consisten en incrementar la capacidad de transmisión en la zona Mérida en 115 kV. La alternativa seleccionada consiste en: Recalibración de la RNT de 115 kV de la Zona Mérida, Yucatán.

La inversión estimada por CFE de esta alternativa es de 457.017 millones de pesos (23.68 millones de dólares considerando una paridad de 19.3).

Características del proyecto.

El proyecto consiste en la recalibración de siete Líneas de Transmisión y en los buses de una Subestación Eléctrica, en el nivel de tensión de 115 kV. En los Cuadros 13.1.4.1 y 13.1.4.2 se enlistan las obras asociadas al proyecto “Recalibración de RNT 115 kV de la Zona Mérida, Yucatán”.

Fecha necesaria de entrada en operación: abril 2026

TRANSMISIÓN:

- Recalibración de la LT Mérida – Itzaes, 5.7 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM a un calibre igual o superior a 795 kCM.
- Recalibración de la LT Mérida – Metropolitana, 6.9 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM/Cu 750 a un calibre igual o superior 795 ACSR.
- Recalibración de la LT Mérida – Alom, 6.3 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM/Cu 750 a un calibre igual o superior 795 ACSR.
- Recalibración de la LT Mérida – Caucel Potencia, 8.4 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM a un calibre igual o superior 795 ACSR.
- Recalibración de la LT Mérida – Sur, 11 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM a un calibre igual o superior 795 ACSR.
- Recalibración de la LT Metropolitana - Sur, 4.5 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM/Cu 750 a un calibre igual o superior 795 ACSR.
- Recalibración de la LT Caucel Potencia – Alom, 4.5 km, sustituyendo el conductor actual ACSR calibre 477 kCM/Cu 750 a un calibre igual o superior 795 ACSR.

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Recalibración de los buses de 115 kV de la SE Sur, sustituyendo el conductor de cobre de 250 kCM de ampacidad de 540 A, a un conductor igual o superior a un ACSR calibre 795 kCM.

CUADRO 13.1.4.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Mérida - Itzaes 1/	115	1	5.7	Abr-26	Peninsular
Mérida - Metropolitana 1/2/	115	1	6.9	Abr-26	Peninsular
Mérida - Alom 1/2/	115	1	6.3	Abr-26	Peninsular
Mérida - Caucel Potencia 1/	115	1	8.4	Abr-26	Peninsular
Mérida - Sur 1/	115	1	11	Abr-26	Peninsular
Metropolitana - Sur 1/2/	115	1	4.5	Abr-26	Peninsular
Caucel Potencia -Alom 1/2/	115	1	4.5	Abr-26	Peninsular
Total			**47.3**		

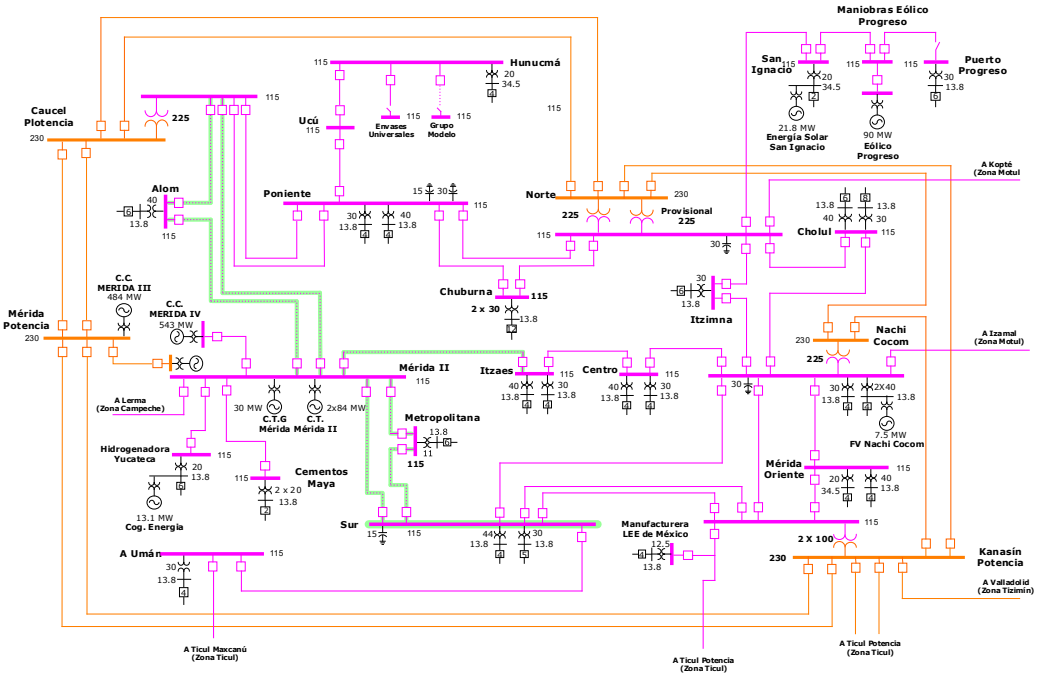
1/ Recalibración por conductor con capacidad equivalente o superior al ACSR calibre 795 kCM.
2/ Recalibración subterránea será calibre 1,600 mm2 de cobre para una ampacidad de 900 A.

CUADRO 13.1.4.2. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	GCR
Sur 3/	SE Sur 3/	Recalibración de Bus	1	115	Abr-26
Total		**1**			

1/ Recalibración por conductor con capacidad equivalente o superior al ACSR calibre 795 kCM.

FIGURA 13.1.4.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LAS OBRAS DEL PROYECTO RECALIBRACIÓN DE RNT 115 KV DE LA ZONA MÉRIDA, YUCATÁN



Indicadores económicos

En Cuadro 13.1.4.3 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de costos de producción.

CUADRO 13.1.4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	-2.6	-309.3	1,002.7	690.8	23.7	667.1	29.17

Millones de USA $ en VP 2026

13.1.5. Proyecto Equipamiento Hidroeléctrico de la Presa Santa María

CFE25-STM Red de Interconexión Asociada al Proyecto Equipamiento Hidroeléctrico de la Presa Santa María, Sinaloa

Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNO) suministra energía eléctrica a los estados de Sonora y Sinaloa, y se encuentra eléctricamente dividida en 13 zonas. Sus principales centros de carga son Hermosillo y Ciudad Obregón en Sonora, así como Culiacán, Los Mochis y Mazatlán en Sinaloa.

La región cuenta con un corredor de transmisión en 400 kV que consiste en un doble circuito desde la Subestación Eléctrica (SE) Seri, ubicada al sur de Hermosillo, Sonora y termina en la SE Mazatlán Dos que se ubica al sur de la ciudad de Mazatlán en Sinaloa, el cual se prolonga hasta la SE Tepic Dos en la GCR Occidental en el estado Nayarit. Este corredor tiene una longitud total de 1,215 km y constituye la red troncal a través de la cual se transmite la energía hacia los centros de consumo de la región. Asimismo, permite que los excedentes de energía eléctrica puedan transmitirse hacia los estados vecinos en los diferentes escenarios de operación.

Particularmente la zona Mazatlán se encuentra eléctricamente vinculada con las zonas Culiacán, Durango y Tepic a través de los enlaces: Culiacán-Mazatlán, compuesto por dos circuitos entre las SE La Higuera y Mazatlán Dos en 400 kV y dos circuitos entre la SE Culiacán Potencia y El Habal en 230 kV; el enlace Mazatlán-Durango compuesto por un circuito entre la SE Durango Dos y Mazatlán Dos en 230 kV y un circuito entre la SE Jerónimo Ortiz y Mazatlán Dos en 400 kV; y el enlace Mazatlán-Tepic compuesto por dos circuitos entre la SE Tepic Dos y Mazatlán Dos en 400 kV.

Actualmente se tiene en proceso de construcción el proyecto instruido l20-SIN1 "Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCRNO y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte" con fecha de entrada en operación marzo 2026, el cual reforzará los enlaces de Culiacán-Mazatlán con un circuito entre la SE Culiacán Poniente y Mazatlán Dos en 400 kV y el enlace Mazatlán-Tepic con un circuito entre la SE Mazatlán Dos y Tepic Dos en 400 kV.

El suministro eléctrico en el municipio de Mazatlán y poblaciones aledañas se logra a través de la SE El Habal, la cual está integrada por dos autotransformadores con capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV y la SE Mazatlán Dos que cuenta con dos autotransformadores con capacidad de 100 MVA-230/115 kV cada uno, un autotransformador con capacidad de 375 MVA-400/230 kV y un transformador con capacidad de 375 MVA-400/115 kV.

Adicionalmente, dentro de la zona Mazatlán, se encuentra la central de generación eléctrica Térmica Convencional (CT) José Aceves Pozos, la cual cuenta con dos unidades (U1 y U2) de 158 MW cada una, y la unidad (U3) de 300 MW, interconectadas en la barra de 230 kV de la SE Mazatlán Dos.

Derivado de la saturación de los autotransformadores de 100 MVA-230/115 kV, la CT José Aceves Pozos no despacha en su totalidad, razón por la cual sólo se considera el despacho de la U3 para garantizar la confiabilidad del suministro en la zona de Mazatlán.

Para transmitir la energía eléctrica requerida a los centros de consumo, se cuenta con red eléctrica en 115 kV. Varios de estos enlaces de transmisión involucran Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS).

El proyecto estratégico se basa en generación de energía renovable (generación hidroeléctrica) y tiene como objetivo fortalecer el suministro de la demanda pronosticada para los próximos años y aumentar la confiabilidad en la zona Mazatlán, en el corto, mediano y largo plazos.

Problemáticas por resolver

Para abastecer el suministro de la demanda eléctrica de la GCRNO, se cuenta con red en 400 kV longitudinal que eléctricamente no es muy robusta y que opera en paralelo con red en 230 kV de la misma longitud hasta la SE Mazatlán Dos. Se tienen cargas concentradas en las principales ciudades de la región a distancias muy largas y presenta problemática de restricciones en la transmisión por bajos voltajes en condiciones de demanda máxima o altos voltajes en demandas medias o mínimas; adicionalmente se tienen altas pérdidas de transmisión y limitaciones en los enlaces de transmisión internos a la GRCNO y los que interconectan las regiones vecinas.

Particularmente en la zona Mazatlán, durante la temporada de verano se presenta una problemática de sobrecarga en los elementos de transformación de la SE El Habal y la SE Mazatlán Dos ante el disparo del Transformador MZD-T7 de la SE Mazatlán Dos, lo que lleva a los operadores del sistema eléctrico a tomar acciones remediales ante la ocurrencia de contingencias sencillas, como lo es el corte de carga para poder solventar la sobrecarga en los autotransformadores afectados.

Adicionalmente, se presentan las problemáticas de limitaciones en la red eléctrica en 115 kV debido a la capacidad de las LTCPS y bajos niveles de tensión en diferentes subestaciones de la zona que se encuentran alejadas de los principales puntos de suministro.

Por lo anterior, se observa la necesidad de nueva infraestructura que proporcione confiabilidad y flexibilidad operativa, de tal manera que no sean necesarios los esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática y garantizar el suministro eléctrico en la zona.

Análisis de confiabilidad

El objetivo principal es desarrollar la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda eléctrica que se requiere en el mediano plazo para abastecer a la zona Mazatlán y mantener los flujos de potencia en los elementos de transmisión y transformación dentro de los límites de operación, tanto en Estado Operativo Normal y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La operación del Proyecto Equipamiento Hidroeléctrico de la Presa Santa María permitirá mitigar la saturación actual de los autotransformadores en la SE Mazatlán Dos y reducirá la dependencia de los enlaces de transmisión provenientes de Culiacán, mejorando la seguridad operativa ante contingencias.

Adicionalmente, el proyecto proporcionará soporte esencial al sistema eléctrico mediante servicios de regulación de voltaje, estabilidad e inercia, incrementando la confiabilidad del suministro en Mazatlán. Su generación, más económica y limpia respecto a la termoeléctrica convencional, permitirá optimizar el despacho regional y atender con mayor eficiencia el crecimiento de la demanda eléctrica asociado al desarrollo urbano, industrial y turístico del municipio.

Por último, con la entrada en operación del proyecto, se permitirá evacuar de manera confiable la totalidad de generación inyectada por la CH Santa María con una capacidad total de 30 MW.

Análisis técnico

Se realizaron estudios electrotécnicos en escenarios con red eléctrica completa y ante contingencia sencilla, considerando la Demanda Máxima Coincidente de la GCRNO y en condiciones de baja demanda para identificar el impacto de la incorporación de 30 MW de generación hidroeléctrica en la zona Mazatlán.

Derivado de los estudios electrotécnicos realizados, se definieron elementos de transmisión necesarios previo a la entrada en operación del proyecto estratégico de generación.

La alternativa propuesta considera la interconexión de la CH Santa María en la SE Rosario 115 kV, de manera que sea posible incorporar los requerimientos de energía eléctrica en la zona Mazatlán, con un costo de inversión de 220.048 millones de pesos (11.4 millones de dólares considerando una paridad de 19.3).

Características del proyecto.

El proyecto consiste en la construcción de un circuito de aproximadamente 25 km para la interconexión del proyecto hidroeléctrico a la SE Rosario. Adicionalmente, incluye la modernización de la existente SE Rosario en 115 kV.

En los Cuadros 13.1.5.1 y 13.1.5.2 así como la Figura 13.1.5.1 se muestran las obras de interconexión y refuerzo asociadas a la CH Santa María.

Fecha necesaria de entrada en operación:

- octubre 2025, que corresponde a seis meses previo a la entrada en operación de la central.

Obras de interconexión

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en arreglo Barra Principal-Barra de Transferencia en la SE Maniobras CH Santa María para la interconexión de la central.

- Una Subestación Eléctrica (SE) de Maniobras CH Santa María en 115 kV con arreglo de Barra Principal-Barra de Transferencia con una bahía (un interruptor) y un alimentador para la interconexión de la LT SE Maniobras. CH Santa María - Rosario.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV para interruptor de Transferencia en la SE Maniobras CH Santa María.

TRANSFORMACIÓN:

- Un transformador en la SE Maniobras CH Santa María de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

TRANSMISIÓN:

- Construcción de la LT SE CH Santa María- Maniobras CH Santa María en 115 kV, de aproximadamente 0.12 km de un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 795 kcmil.

Estas obras de interconexión están incluidas dentro del alcance y con cargo al proyecto de generación.

Obras de refuerzo

EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:

- Modernización de la SE Rosario de Arreglo de Barra principal a Arreglo de Barra Principal-Barra de Transferencia, una bahía (un interruptor) y un alimentador para el interruptor de transferencia, una bahía (un interruptor) y un alimentador para la LT Rosario- 73K20-Subestación Villa Unión.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en arreglo Barra Principal-Barra de Transferencia en la SE Rosario para la LT SE Maniobras CH Santa María - Rosario.

TRANSMISIÓN:

- Construcción de la LT Maniobras CH Santa María-El Rosario en 115 kV, de aproximadamente 25 km en torres de acero de un circuito con un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 795 kcmil.

CUADRO 13.1.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN

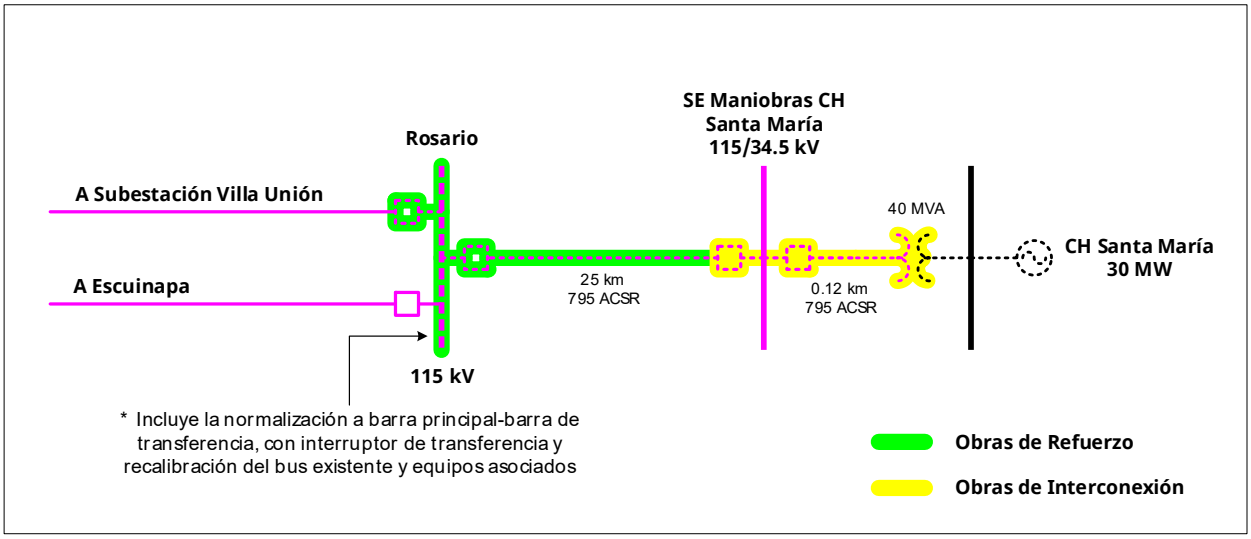
Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Maniobras CH Santa María – El Rosario	115	1	25	oct-25	Noroeste
Total			**25**		

CUADRO 13.1.5.2. OBRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	GCR
Rosario 1/	Alimentador (Ampliación)	1	115	Oct-25	Noroeste
Total		**1**			

1/ Incluye la normalización a barra principal-barra de transferencia, con interruptor de transferencia y recalibración del bus existente y equipos asociados.

FIGURA 13.1.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LAS OBRAS DE INTERCONEXIÓN Y DE REFUERZO ASOCIADAS A LA CH SANTA MARÍA



Indicadores económicos

En Cuadro 13.1.5.3 se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de costos de producción.

CUADRO 13.1.5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	2.9	29.2	2.3	34.4	11.4	23.0	3.02

Millones de USA $ en VP 2025

13.1.6. Proyecto Hidroeléctrico Chicoasén II

CFE25-PHC Interconexión PH Chicoasén II (GRP Sureste)

Diagnóstico operativo.

La Central Hidroeléctrica (CH) Manuel Moreno Torres (Chicoasén), se ubica a 40 km de la ciudad de Chiapas y se integra de ocho unidades generadoras de 300 MW cada una para un total de 2,400 MW. Se interconecta a la RNT en el nivel de tensión de 400 kV en la zona Tuxtla Gutiérrez de la Gerencia de Control Regional Oriental.

Al norte de la zona eléctrica Tuxtla Gutiérrez, en la zona Chontalpa se tiene instalada la CH Malpaso de 1,080 MW y la CH Peñitas (Ángel Albino Corzo) de 420 MW, interconectadas en 400 kV y 230 kV respectivamente. Al sur de la zona eléctrica de Tuxtla Gutiérrez se tiene instalada la CH Angostura (Belisario Domínguez) con 900 MW interconectada en 400 kV. Estas centrales de generación hidroeléctricas son las más importantes del país, aprovechando el recurso hidráulico de oriente a poniente del sistema Grijalva-Mezcalapa pertenecientes al Estado de Chiapas.

Como parte del fortalecimiento del parque de generación, CFE tiene en desarrollo el Proyecto Hidroeléctrico (PH) Chicoasén II integrado por tres unidades de 80 MW cada una, para un total de 240 MW, el cual aprovechará el desnivel existente entre el desfogue de la presa Chicoasén y el embalse de la presa Malpaso, por lo que esta nueva central de generación se ubicará sobre el cauce del Río Grijalva a 9 km aguas abajo de la presa Chicoasén.

El PH Chicoasén II coadyuvará en la atención de la demanda en las Regiones Oriental, Central y Peninsular, así como en las zonas donde se ubican las ciudades de Tuxtla Gutiérrez y San Cristóbal en Chiapas.

Problemáticas por resolver

Evacuar la energía generada por el PH Chicoasén II con una capacidad bruta de 240 MW para contribuir a garantizar el suministro de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional en el mediano y largo plazos, así como para aprovechar el potencial hidráulico del sistema Grijalva-Mezcalapa.

Análisis de confiabilidad

El objetivo principal es desarrollar la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda máxima diaria en las Regiones Oriental, Central y Peninsular, así como a las ciudades de Tuxtla Gutiérrez y San Cristóbal y mantener los flujos de potencia en los elementos de la RNT dentro de los límites de operación, tanto en estado operativo normal como ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Con la entrada en operación del proyecto “Interconexión PH Chicoasén II (GRP Sureste), Chiapas” se podrá evacuar de manera confiable la totalidad de generación inyectada por el PH Chicoasén II.

Análisis técnico

Debido a que la solución técnica corresponde en evacuar la energía generada por el PH Chicoasén II en el nivel de tensión de 400 kV, se realizaron estudios electrotécnicos los cuales determinaron la alternativa de:

Construcción de una LT Chicoasén II Entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso II, 400 kV-2C–4.0 km-ACSR/AS, 2c/f 1113 KCM-TA/PA.

El proyecto no contempla la construcción de alimentadores de Línea de Transmisión en 400 kV en la SE Chicoasén II.

La inversión estimada por CFE de esta alternativa es de 213.342 millones de pesos (10.087 millones de dólares considerando una paridad de 21.15).

Características del proyecto.

El proyecto consiste en entroncar la actual LT Manuel Moreno Torres - Malpaso II de 400 kV con la SE del PH Chicoasén II, a través de una línea de transmisión de doble circuito de 4.0 km calibre ACSR 2 c/f 1113 KCM.

En el Cuadro 13.1.6.1, así como la Figura 13.1.6.1 se muestra la obra de interconexión de PH Chicoasén II.

Fecha necesaria de entrada en operación:

- Junio de 2027

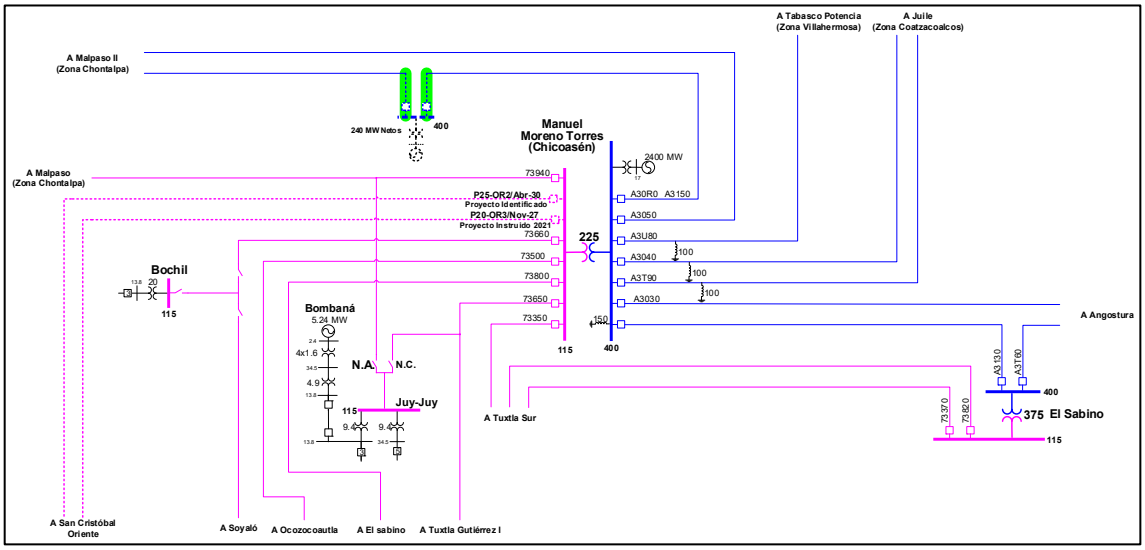
TRANSMISIÓN:

- LT Chicoasén II Entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso II, 400 kV-2C-4.0 km-ACSR/AS, 2c/f 1113 kCM.

CUADRO 13.1.6.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	GCR
Chicoasén II Entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso II	400	2	8.0	jun-27	Oriental
Total			**8.0**		

FIGURA 13.1.6.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LAS OBRAS DE INTERCONEXIÓN ASOCIADAS AL PH CHICOASEN II



Indicadores económicos

En Cuadro 13.1.6.2 se presentan los resultados de la evaluación económica con el modelo de costos de producción.

CUADRO 13.1.6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	27.4	340.7	6.1	374.2	9.8	364.4	38.14

Millones de USA $ en VP 2026

13.1.7. Resumen de metas físicas e inversión estimada preliminar de obras de refuerzo para la integración de Proyectos de CFE

En esta sección se presentan las metas físicas e inversiones estimadas preliminares de las obras de refuerzo requeridas para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad, agrupadas por ámbito de influencia de Gerencia de Control Regional, es relevante indicar que, a excepción de los refuerzos asociados y mostrados previamente, los estimados para el resto se encuentran aún en revisión.

CUADRO 13.1.7.1. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR CENTRAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c		23.3			23.3
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad					0
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego		2			2
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
			Monto de Inversión (mdp)				80.28

CUADRO 13.1.7.2. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR ORIENTAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c					0
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	5	1	1		7
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
			Monto de Inversión (mdp)				969.1

CUADRO 13.1.7.3. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR OCCIDENTAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	231	68.5	100.68		400.18
Transformación		MVA		1,050	25		1,075
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	2	9	14		25
	Interruptores	Juego	2	2	15		19
	Transformadores de Corriente	Juego		23	21		44
	Cuchillas	Juego		22	8		30
	Trampas de Onda	Unidad		9	2		11
		Monto de Inversión (mdp)					20,681.43

CUADRO 13.1.7.4. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR NOROESTE

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	70		34.5		104.5
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr	700				700
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	10		10		20
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					3,946.58

CUADRO 13.1.7.5. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR NORTE

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c			40		40
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad			4		4
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					563.44

CUADRO 13.1.7.6. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR NORESTE

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	122				122
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr	75				75
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	4				4
	Interruptores	Juego	6				6
	Transformadores de Corriente	Juego	7				7
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					3,638.20

CUADRO 13.1.7.7. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN LA GCR BAJA CALIFORNIA

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	350				350
Transformación		MVA	2,375				2,375
Compensación		MVAr	750	600			1,350
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	7	1			8
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					8,006.5

CUADRO 13.1.7.8. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CFE EN EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c		394	70		464
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr	200				200
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad		1	27		28
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					7,676.1

13.2. Proyectos de la Empresa Pública del Estado Petróleos Mexicanos

En esta sección se presentan las metas físicas e inversiones estimadas preliminares de las obras de refuerzo requeridas para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica de la EPE Petróleos Mexicanos, agrupadas por ámbito de influencia de Gerencia de Control Regional.

CUADRO 13.2.1. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN DE PEMEX EN LA GCR CENTRAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c		87			87
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	2				2
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego	2	14			16
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					755.4

CUADRO 13.2.2. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN DE PEMEX EN LA GCR ORIENTAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	137				137
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	6				6
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					1,238.6

13.3. Proyectos privados de la Planeación Vinculante

Considerando los proyectos incluidos en PVIRCE referentes a Privados en el nuevo marco normativo se ha realizado una revisión preliminar de requerimientos de obras de refuerzo en función de su ubicación preferente para aportar beneficios en el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se presentan las metas físicas e inversiones estimadas preliminares de las obras de refuerzo requeridas para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica Privados de la Planeación Vinculante, agrupadas por ámbito de influencia de Gerencia de Control Regional.

CUADRO 13.3.1. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR CENTRAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	85	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	3	53.28		1	57.28
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	8	8	2		18
	Interruptores	Juego			1		1
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					2,938.8

CUADRO 13.2.2. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR ORIENTAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	137		8		145
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	3	2	13		18
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego			1		1
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					4,368.1

CUADRO 13.1.3.3. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR OCCIDENTAL

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c		259	98.3		357.3
Transformación		MVA		100			100
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad		14	21		35
	Interruptores	Juego			11		11
	Transformadores de Corriente	Juego		2	10		12
	Cuchillas	Juego			32		32
	Trampas de Onda	Unidad		1	0		1
		Monto de Inversión (mdp)					10,877.10

CUADRO 13.1.3.5. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR NORTE

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c					0
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad			1		1
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					34.98

CUADRO 13.1.3.6. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR NORESTE

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	138	115	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	396			1.8	397.8
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr	75			30	105
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	5		2	4	11
	Interruptores	Juego				2	2
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					10,016.24

CUADRO 13.1.3.7. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN LA GCR PENINSULAR

			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Rubro							
Transmisión		km-c	11.24	130	0.6		141.84
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr	237.5				237.5
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad	8	4	6		18
	Interruptores	Juego	2				2
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
		Monto de Inversión (mdp)					4,999.11

CUADRO 13.1.3.8. METAS FÍSICAS E INVERSIÓN PRELIMINAR IDENTIFICADOS DE OBRAS DE REFUERZO PARA LOS PROYECTOS PRIVADOS DE LA PLANEACIÓN VINCULANTE EN EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR

Rubro			Nivel de Tensión (kV)				
			400	230	115	<69	TOTAL
Transmisión		km-c			1	1	2
Transformación		MVA					0
Compensación		MVAr					0
Equipamiento en Subestación Eléctrica	Alimentadores	Unidad					0
	Interruptores	Juego					0
	Transformadores de Corriente	Juego					0
	Cuchillas	Juego					0
	Trampas de Onda	Unidad					0
			Monto de Inversión (mdp)				36.0

Anexo

Capítulo 3

Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

14. ANEXOS

ANEXO CAPÍTULO 3

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	**CENTRO (40)**		**230**
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	**JILOTEPEC (44)**		**230**
Dañu	Jilotepec Potencia	93N20	230
QUERÉTARO (38)	**TULA - PACHUCA (42)**		**400, 230**
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula/Héroes de Carranza	93030/93290	230
POZA RICA (45)	**CENTRO (40)**		**400**
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
POZA RICA (45)	**TULA - PACHUCA (42)**		**400**
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3080	400
PUEBLA (47)	**CENTRO (40)**		**400, 230**
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (48)	**TOLUCA (43)**		**230**
Zapata	Tianguistenco	93040	230
LÁZARO CÁRDENAS (39)	**DONATO GUERRA (41)**		**400**
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
DONATO GUERRA (41)	**CENTRO (40)**		**400**
Donato Guerra/Almoloya	Nopala	A3620	400
Almoloya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	**TOLUCA (43)**		**400**
Agustín Millán II	Deportiva	A3W60	400

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
LÁZARO CÁRDENAS (39)	**IXTAPA (49)**		**400[1/], 230**
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400
TULA - PACHUCA (42)	**CENTRO (40)**		**400, 230**
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacan	Texcoco	93120	230
Jorobas	El Vidrio	93F20	230
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
TULA - PACHUCA (42)	**JILOTEPEC (44)**		**115**
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
CENTRO (40)	**TOLUCA (43)**		**230, 400**
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
JILOTEPEC (44)	**DONATO GUERRA (41)**		**115**
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
02-ORIENTAL			
VERACRUZ (46)	**POZA RICA (45)**		**400, 115**
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
GRIJALVA (58)	**JUILE (56)**		**400**
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (58)	**COATZACOALCOS (57)**		**400**
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (57)	**TEMASCAL (55)**		**400**
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
POZA RICA (45)	**PUEBLA (47)**		**230**
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (55)	**PUEBLA (47)**		**400**
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
MATÍAS ROMERO (62)	**JUILE (56)**		**230**
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
GRIJALVA (58)	**TABASCO (59)**		**400, 230**
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
JUILE (56)	**TEMASCAL (55)**		**400**
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
TEMASCAL (55)	**OAXACA (54)**		**230**
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
IXTEPEC (60)	**JUILE (56)**		**400**
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (61)	**JUILE (56)**		**230**
Juchitán Dos	Juile	93000	230
JUCHITAN (61)	**MATÍAS ROMERO (62)**		**230, 115**
Juchitán Dos	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán Dos	Matías Romero Potencia	93010	230
Juchitán Dos	Matías Romero	73570	115
MATÍAS ROMERO (62)	**COATZACOALCOS (57)**		**115**
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
HUATULCO (53)	**JUCHITAN (61)**		**115**

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
VERACRUZ (46)	**TEMASCAL (55)**		**230, 115**
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230
Paso del Toro	La Granja Tres	73590	115
Paso del Toro	Piedras Negras	73320	115
VERACRUZ (46)	**PUEBLA (47)**		**400, 230**
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93460	230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93560	230
Laguna Verde	Puebla II/Maniobras Pachamama	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras/Maniobras Pachamama	A3190	400
PUEBLA (47)	**MORELOS (48)**		**400, 230**
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (50)	**MORELOS (48)**		**230**
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
OAXACA (54)	**HUATULCO (53)**		**115**
MIAHUATLÁN	POCHUTLA	73890	115
AGUA ZARCA (51)	**PINOTEPA (52)**		**115**
OMOTEPEC	PINOTEPA NACIONAL	73440	115
AGUA ZARCA (51)	**ACAPULCO (50)**		**115**
CRUZ GRANDE	PAPAGAYO	72420	115
PINOTEPA (52)	**HUATULCO (53)**		**115**
PINOTEPA NACIONAL	SANTA ROSA	73460	115
IXTAPA (49)	**ACAPULCO (50)**		**400[1/]**
IXTAPA PONTENCIA	PIE DE LA CUESTA	93060	400
MORELOS (48)	**CENTRO (40)**		**400**
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
JUCHITAN (61)	**GRIJALVA (58)**		**115**
Tapanatepec	Arriaga	73960	115
03-OCCIDENTAL			
GUADALAJARA (30)	**SALAMANCA (34)**		**400**

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (30)	**CARAPAN (36)**		**400, 230**
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (30)	**LÁZARO CÁRDENAS (39)**		**400**
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	**CARAPAN (36)**		**400**
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	**SALAMANCA (34)**		**400, 230, 115**
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
Morelia Potencia-Morelos/Quinceo/Morelia Norte-Santiaguito-Tarímbaro	Cuitzeo-Moroleón-Uriangato-Joyuelas-Valle de Santiago	Equivalente	115
SAN LUIS POTOSÍ (33)	**AGUASCALIENTES (31)**		**400, 230**
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Pachamama Maniobras	A3J40	400
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	**SAN LUIS POTOSÍ (33)**		**400, 230**
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230
SALAMANCA (34)	**QUERÉTARO (38)**		**400, 230**
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
TEPIC (29)	**GUADALAJARA (30)**		**400**
Cerro Blanco	Tesistán	A3K40	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K50	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K60	400
MANZANILLO (35)	**GUADALAJARA (30)**		**400, 230**
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
GUADALAJARA (30)	**AGUASCALIENTES (31)**		**400, 115**

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Tierra Mojada	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
Tepatitlán	Valle de Guadalupe	73420	115
AGUASCALIENTES (31)	**LEÓN (32)**		**400, 230**
Aguascalientes Potencia	Potrerillos	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potrerillos	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	**SALAMANCA (34)**		**400, 230, 115**
Potrerillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor (antes Silao Industrial)-Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río-Irapuato I/Vynmsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	**QUERÉTARO (38)**		**230, 115**
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fé	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			
NACOZARI (3)	**NUEVO CASAS GRANDES (11)**		**400 [1/]**
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400
HERMOSILLO (4)	**GUAYMAS (5)**		**400, 230, 115**
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
OBREGÓN (6)	**LOS MOCHIS (7)**		**400, 230**
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (7)	**CULIACÁN (8)**		**400, 230, 115**
Los Mochis Ind	Ruiz Cortines	73280	115
Los Mochis Ind	Juan José Ríos	73790	115
Los Mochis Dos	Guamúchil Dos	93640	230
Los Mochis Dos	Guamúchil Dos	93620	230
Choacahui	La Higuera/Culiacán Poniente	A3N40	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N30	400
CULIACÁN (8)	**MAZATLÁN (9)**		**400, 230**
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (9)	**TEPIC (29)**		**400**
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
SEIS DE ABRIL (1)	**CANANEA (2)**		**230, 115**
Industrial Caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
CANANEA (2)	**NACOZARI (3)**		**230**
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
SEIS DE ABRIL (1)	**HERMOSILLO (4)**		**230**
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
CANANEA (2)	**HERMOSILLO (4)**		**230, 115**
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
NACOZARI (3)	**HERMOSILLO (4)**		**400[1/], 230**
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D70	400
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D90	400

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
GUAYMAS (5)	**OBREGÓN (6)**		**400, 230, 115**
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115
05-NORTE			
JUÁREZ (10)	**MOCTEZUMA (12)**		**400[1/], 230**
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
Cereso	Moctezuma		400
MOCTEZUMA (12)	**CHIHUAHUA (14)**		**400, 230**
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400[1/]
Moctezuma	El Encino		400
CAMARGO (15)	**LAGUNA (17)**		**230**
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93040	230
LAGUNA (17)	**DURANGO (16)**		**400, 230**
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
DURANGO (16)	**AGUASCALIENTES (31)**		**230**
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (16)	**MAZATLÁN (9)**		**400, 230**
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
LAGUNA (17)	**SALTILLO (23)**		**400, 230**
Andalucía	Maniobras Eólico Coahuila/Saltillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
RÍO ESCONDIDO (18)	**CHIHUAHUA (14)**		**400**
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
NUEVO CASAS GRANDES (11)	**MOCTEZUMA (12)**		**400[1/], 230, 115**
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
CHIHUAHUA (14)	**CUAUHTÉMOC (13)**		**230, 115**
El Encino	Cuauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cuauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cuauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cuauhtémoc	73250	115
General Trias/División del Norte	Cuauhtémoc	73770, 73450	115
CHIHUAHUA (14)	**CAMARGO (15)**		**230**
Avalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
06-NORESTE			
RÍO ESCONDIDO (18)	**NUEVO LAREDO (19)**		**400, 230**
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
REYNOSA (20)	**NUEVO LAREDO (19)**		**138**
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
MATAMOROS (21)	**REYNOSA (20)**		**400, 230, 138**
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
RÍO ESCONDIDO (18)	**MONTERREY (22)**		**400, 230**
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
REYNOSA (20)	**MONTERREY (22)**		**400, 230**
Aeropuerto-Man. Rancho del Norte	Ternium Maniobras/Man. Los Ramones	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
HUASTECA (25)	**GÜÉMEZ (27)**		**400**
Champayán	Güémez-Tres Mesas	A3I70/A3120	400
Champayán	Güémez-Llera de Canales	A37E0/A3250	400
GÜÉMEZ (27)	**MONTERREY (22)**		**400**
Güémez	Lajas/Maniobras Estrellas	A3140	400
Güémez	Lajas/Maniobras Guadalupe	A3D90	400
HUASTECA (25)	**POZA RICA (45)**		**400, 230**
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (24)	**SAN LUIS POTOSÍ (33)**		**400**
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
TAMAZUNCHALE (27)	**QUERÉTARO (38)**		**400**
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
HUASTECA (25)	**VALLES (24)**		**400**
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (25)	**TAMAZUNCHALE (26)**		**400**
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
MONTERREY (22)	**SALTILLO (23)**		**400, 230**
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	Nuevo	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	Nuevo	400
SALTILLO (23)	**PRIMERO DE MAYO (28)**		**400**
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (28)	**AGUASCALIENTES (31)**		**400**

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
08-PENINSULAR			
ESCÁRCEGA (64)	**CIUDAD DEL CARMEN (65)**		**230, 115**
Sabancuy	Ciudad del Carmen	73160	115
Sabancuy	Ciudad del Carmen	73170	115
Escárcega Potencia	Puerto Real	93PE0	230
Escárcega Potencia	Puerto Real	93PE1	230
TABASCO (59)	**ESCÁRCEGA (64)**		**400, 230**
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
ESCÁRCEGA (64)	**LERMA (66)**		**230, 115**
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Escárcega Potencia/Sabancuy	Champotón	73130/73150	115
ESCÁRCEGA (64)	**MÉRIDA (67)**		**400**
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (64)	**CHETUMAL (76)**		**230**
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 [2/]
LERMA (66)	**MÉRIDA (67)**		**230, 115**
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
MÉRIDA (67)	**VALLADOLID (69)**		**230, 115**
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
MÉRIDA (67)	**CHETUMAL (76)**		**230, 115**
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
MÉRIDA (67)	**DZITNUP (68)**		**400**
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
VALLADOLID (69)	**NIZUC (74)**		**230, 115**
Valladolid	Nizuc	93070	230
Chemax	Nizuc	73480	115
VALLADOLID (69)	**CANCÚN (75)**		**230, 115**
Valladolid	Balam	93050	230
Tizimín	Kohunlich	73T50/t3T60	115
VALLADOLID (69)	**TULUM (70)**		**115**
Valladolid	Tulum	73830	115
CANCÚN (75)	**NIZUC (74)**		**230. 115**
BALAM	NIZUC	93060	230
CANCÚN	NIZUC	73800	115
CANCÚN	NIZUC	73470, 73970	115
KABAH	NIZUC	73700, 73710	115
HUNAB-KU	NIZUC	73740, 73750	115
DZITNUP (68)	**RIVIERA MAYA (73)**		**400**
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q70	400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q60	400
RIVIERA MAYA (73)	**NIZUC (74)**		**230, 115**
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Puerto Morelos	Nizuc	73C20	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
RIVIERA MAYA (73)	**PLAYA DEL CARMEN (71)**		**230, 115**
Xcalacoco	Zac Nicte/Playa del Carmen	73R30, 733R10	115
Iberostar	Mayakoba/Playa del Carmen	73910, 73900	115
Riviera Maya	Playa del Carmen	93180	230
Riviera Maya	Playa del Carmen	93190	230
PLAYA DEL CARMEN (71)	**TULUM (70)**		**115**
Pescadores	Aktun-Chen / Kantenáh	ET	115
PLAYA DEL CARMEN (71)	**COZUMEL (72)**		**34.5**
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
07-BAJA CALIFORNIA			

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
TIJUANA (78)	**MEXICALI (80)**		**230**
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (78)	**ENSENADA (79)**		**230, 115, 69**
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340/73330/73320/73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
MEXICALI (80)	**SAN LUIS RíO COLORADO (81)**		**230, 161**
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey/Chapultepec	93310	230
CFE - ACBC	**E.U.A. - WECC**		**230**
Tijuana I	Otay	93040	230
La Rosita	Imperial Valley	93050	230
07-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (85)	**VILLA CONSTITUCIÓN (86)**		**115**
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (87)	**VILLA CONSTITUCIÓN (86)**		**115**
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (86)	**LAS PILAS (88)**		**115**
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (88)	**OLAS ALTAS (89)**		**115**
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (88)	**LA PAZ (90)**		**115**
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (89)	**LA PAZ (90)**		**115**
Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (90)	**PUNTA PRIETA II (91)**		**115**
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115

ANEXO 3.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
OLAS ALTAS (89)	**PUNTA PRIETA II (91)**		**115**
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (89)	**COROMUEL (92)**		**230**
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (91)	**EL TRIUNFO (93)**		**115**
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (93)	**SANTIAGO (94)**		**115**
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (94)	**SAN JOSÉ DEL CABO (95)**		**115**
Santiago	San José del cabo	73140	115
OLAS ALTAS (89)	**EL PALMAR (96)**		**230**
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (96)	**CENTRAL LOS CABOS (97)**		**230**
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (96)	**SAN JOSÉ DEL CABO (95)**		**115**
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (96)	**CABO SAN LUCAS DOS (98)**		**115**
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (97)	**CABO SAN LUCAS DOS (98)**		**115**
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115

[1/] Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV
[2/] Línea de transmisión aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV

ANEXO 3.2. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA (MW) AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024 [1/]

TECNOLOGÍA	CFE	PIE	PRIVADO [5/]	PEMEX	FONADIN	TOTAL [1/]
Hidroeléctrica	12,133		479			12,612
Geotermoeléctrica	951		25			976
Eoloeléctrica	86	510	6,814		103	7,512
Fotovoltaica*	505		7,548			8,053
Bioenergía [2/]			387			387
Suma limpia renovable	13,675	510	15,252	0	103	29,540
Nucleoeléctrica	1,608					1,608
Cogeneración Eficiente [6/]			1,926	367		2,293
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,926	367	0	3,901
Capacidad total de Energía Limpia	**15,283**	**510**	**17,178**	**367**	**103**	**33,441**
Porcentaje	**33.93**	**5.36**	**66.05**	**39.90**	**1.14**	**36.93**
Ciclo combinado	11,108	9,008	6,607		8,947	35,669
Térmica convencional [3/]	9,998		880	422		11,300
Turbogás [4/]	2,833		988	131		3,953
Combustión interna	362		354			717
Carboeléctrica	5,463					5,463
TOTAL	**45,047**	**9,518**	**26,008**	**921**	**9,050**	**90,543**

[1/] Capacidad instalada a la red eléctrica, al 31 de diciembre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos

[3/] incluye Lecho Fluidizado

[4/] incluye plantas móviles

[5/] Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE
[6/] Con base a la información del 20-ene-2025, se modificaron las CE de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia y Acreditaciones como Cogeneración Eficiente.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE)

*Se incluye Sistemas Híbridos de SAE y FV.

ANEXO 3.2A. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2024 [1/]

ESTADO	CARBO ELÉCTRICA	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	EÓLICA	FV-SOLAR*	GEO TÉRMICA	HIDRO ELÉCTRICA	NUCLEO ELÉCTRICA	TERMO ELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS [2/]	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	447	2,085
Baja California Sur			352		1	10			113	518	994
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		1,288					65			306	1,658
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		594					292		1,606		2,492
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						275	1,704				1,979
Morelos		656									656
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			10	2						284	296
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora*		2,281			492		172		632	42	3,619
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220			7				243	30	500
TOTAL	**5,463**	**11,108**	**362**	**86**	**505**	**951**	**12,133**	**1,608**	**9,998**	**2,833**	**45,047**

[1/] CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.

[2/] incluye la capacidad instalada a la red de la CE Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es TG/COG, y UME

FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE)

*Se considera un SAE.

ANEXO 3.2B. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

ESTADO	CICLO COMBINADO	EÓLICA	TOTAL
Baja California	489		489
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	450		450
Guanajuato	495		495
Oaxaca		510	510
Sonora	508		508
Tamaulipas	1,985		1,985
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	**9,008**	**510**	**9,518**

1/ CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2C. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

ESTADO	COGENERACIÓN EFICIENTE 2/	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	**367**	**422**	**131**	**921**

1/ CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ TG con un sistema de COG_{EF}
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2D. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2024 [1/]

ESTADO	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL [2/]	TURBOGÁS	TOTAL
Baja California	589	2			590
Baja California Sur				127	127
Campeche	10				10
Chihuahua	62	111	25		198
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	50	31	260	7	348
Durango	664	3		16	682
Estado de México	850	35	3	134	1,021
Guanajuato	393	13			406
Jalisco	875	12		13	900
Michoacán de Ocampo				8	8
Morelos				5	5
Nuevo León	4,293	43		617	4,953
Puebla		2			2
Querétaro		23		4	27
San Luis Potosí	1,753	26	560		2,339
Sinaloa	1,683	3			1,686
Sonora	615	6	12		633
Tabasco					0
Tamaulipas	2,737	23	20	38	2,819
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
TOTAL	**15,553**	**354**	**880**	**988**	**17,776**

[1/] CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] incluye Lecho Fluidizado
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2E. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EO Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

ESTADO	EOLOELÉCTRICA	TOTAL
Baja California	40	40
Baja California Sur	50	50
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	598	598
Guanajuato	102	102
Jalisco	184	184
Nuevo León	1,057	1,057
Oaxaca	2,165	2,165
Puebla	286	286
Querétaro	30	30
San Luis Potosí	300	300
Sonora	0	0
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	**6,916**	**6,916**

1/ CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2F. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FV Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

ESTADO	FOTOVOLTAICA	TOTAL
Aguascalientes	1,201	1,201
Baja California	46	46
Baja California Sur*	98	98
Campeche	300	300
Chihuahua	826	826
Ciudad de México	18	18
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	524	524
Estado de México	20	20
Guanajuato	321	321
Hidalgo	101	101
Jalisco	376	376
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,404	1,404
Tlaxcala	420	420
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	395	395
TOTAL	**7,548**	**7,548**

1/ CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).
*Se incluye un sistema híbrido de SAE y FV.

ANEXO 3.2G. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PARTICIPANTES AL 31 DE DICIEMBRE 2024 [1/]

ESTADO	BIOENERGÍA [2/]	COGENERACIÓN EFICIENTE [3/]	GEO TÉRMICA	HIDRO ELÉCTRICA	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		14			14
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2			9	11
Estado de México	2	39		8	49
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	31	50			81
Jalisco	25	4		38	67
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	19	326			345
Oaxaca	50				50
Puebla	1	53		235	290
Querétaro	3	97			100
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		447			447
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	170	439		55	663
Yucatán		13			13
TOTAL	**387**	**1,926**	**25**	**479**	**2,817**

[1/] CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
[3/] incluye tecnologías como CC, CI, TC y TG.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2H. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2024 [1/]

ENTIDAD FEDERATIVA	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN [2/]	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Aguascalientes	3	4	1,201					1,208
Baja California	43	15	339	2,085		783		3,265
Baja California Sur			220	994	55			1,269
Campeche			310	146		252		708
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	255		783	1,881		1,599		4,518
Ciudad de México		6	37	266				309
Coahuila de Zaragoza	433	63	1,468	2,799		248		5,010
Colima				2,754				2,754
Durango	55	18	646	644		948		2,310
Estado de México	25	38	1,027	1,658				2,749
Guanajuato	189	2	673	943		495		2,301
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	267	2,492				2,808
Jalisco	219	29	1,265	1,126	14			2,652
Michoacán de Ocampo	12		71	1,979				2,062
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,255	59	3,679	1,085	30	1,306		7,414
Oaxaca	2,060		65	441	2	613		3,181
Puebla	322	50	460	702				1,534
Querétaro	39	71	47	591				749
Quintana Roo				296				296
San Luis Potosí	339	17	1,359	720		1,135	49	3,620
Sinaloa	3		30	1,743		1,653		3,430
Sonora	587	17	1,450	3,619		508		6,181
Tabasco		644	33				4	681
Tamaulipas	447	493	1,956	1,043		4,142		8,081
Tlaxcala		60	429					488
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,929		1,973	14	7,269
Yucatán	71	13	224	500		1,009		1,817
Zacatecas	90		380		15			485
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**6,713**	**2,372**	**19,564**	**45,047**	**116**	**16,664**	**68**	**90,543**

[1/] CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 11,968 MW, Generación-SLP = 6,031 MW (EO y FV) y PIE-Excedentes = 385 MW
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.2I. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2024 [1/]

TECNOLOGÍA	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN [2/]	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Hidroeléctrica	187		278	12,133	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			951				976
Eoloeléctrica	4,370		2,441	86	2	613		7,512
Fotovoltaica*	481		6,967	505	100			8,053
Bioenergía [3/]	43	193	84				68	387
Suma limpia renovable	**5,105**	**193**	**9,771**	**13,675**	**116**	**613**	**68**	**29,540**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,886	408					2,293
Suma limpia no renovable	**0**	**1,886**	**408**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,901**
Total energía limpia	**5,105**	**2,078**	**10,178**	**15,283**	**116**	**613**	**68**	**33,441**
Por ciento	**76**	**88**	**52**	**34**	**100**	**4**	**100**	**37**
Ciclo combinado	1,414	0	7,096	11,108		16,051		35,669
Térmica convencional [4/]	40	100	1,162	9,998				11,300
Turbogás [5/]	26	143	951	2,833				3,953
Combustión interna	128	50	176	362				717
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**6,713**	**2,372**	**19,564**	**45,047**	**116**	**16,664**	**68**	**90,543**

[1/] CE en operación al cierre de 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 11,968 MW, Generación-SLP = 6,031 MW (EO y FV) y PIE-Excedentes = 385 MW.
[3/] incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
[4/] incluye Lecho Fluidizado
[5/] incluye plantas móviles
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cnre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).
*Se incluyen sistemas híbridos de SEA y FV.

ANEXO 3.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A LA RED ELÉCTRICA (MW) 2019 – 2024 [1/]

TECNOLOGÍA	2019	2020	2021 [3/]	2022	2023	2024 [8/]
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612	12,612
Geotermoeléctrica	899	951	976	976	976	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055	7,512
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955	6,515	7,437	8,053
Bioenergía [4/]	375	378	378	428	439	387
Suma limpia renovable	**23,582**	**25,594**	**26,899**	**27,453**	**28,519**	**29,540**
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente [5/]	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322	2,293
Suma limpia no renovable	**3,318**	**3,913**	**3,913**	**3,916**	**3,930**	**3,901**
Total energía limpia	**26,900**	**29,506**	**30,812**	**31,369**	**32,449**	**33,441**
Porcentaje	**34**	**35**	**36**	**36**	**36**	**37**
Ciclo combinado	30,402	31,948	33,640	34,413	35,178	35,669
Térmica convencional [6/]	11,831	11,809	11,793	11,343	11,300	11,300
Turbogás [7/]	2,960	3,545	3,744	3,815	3,888	3,953
Combustión interna	891	850	701	728	729	717
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**78,447**	**83,121**	**86,153**	**87,130**	**89,008**	**90,543**

[1/] Evolución de capacidad instalada a la Red Eléctrica, 01 de enero 2019 al 31 de diciembre 2024. La capacidad instalada a la red eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[2/] No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
[3/] Capacidad instalada a la red eléctrica, al 31 de diciembre de 2021.
[4/] Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
[5/] Con base a la información del 20-ene-2025, se modificaron las CE de COG que tienen Certificado de Energía Limpia y Acreditaciones como COG_{EF}.
[6/] Incluye Lecho Fluidizado
[7/] Incluye plantas móviles
[8/] Capacidad instalada a la Red Eléctrica, al 31 de diciembre de 2024. Se incluyen sistemas híbridos de SAE y FV.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 3.4. PRINCIPALES CE DEL ESTADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

Nº	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro de Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
4	Central El Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
5	Central Termoeléctrica Ciclo Combinado Tula	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Ciclo combinado
6	Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
9	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
12	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo combinado
14	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
15	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
17	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
18	Central Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia	Oriental	Puebla	Cuautlancingo	Ciclo combinado
19	Central Temascal y Ampliación Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel Soyaltepec	Hidroeléctrica
20	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
21	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
22	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
23	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
24	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
25	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
26	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
27	Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
28	Energía Azteca VIII, El Sáuz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
29	Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/COG
30	Central Ing. Fernando Hiriart Balderrama (C. H. Zimapán)	Occidental	Hidalgo	Zimapán	Hidroeléctrica
31	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
32	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
33	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
34	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
35	CE FV Puerto Peñasco Secuencia I	Noroeste	Sonora	Puerto Peñasco	FV-Solar
36	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
37	Central Luis Donaldo Colosio Murrieta "Huites"	Noroeste	Sinaloa	Choix	Hidroeléctrica
38	Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Termoeléctrica convencional
39	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
40	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica convencional
41	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
42	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
43	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
44	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional

ANEXO 3.4. PRINCIPALES CE DEL ESTADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

Nº	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
45	Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica convencional
46	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
47	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
48	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
49	Central Termoeléctrica Emilio Portes Gil (C. C. C. Río Bravo)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	Ciclo combinado
50	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
51	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
52	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
53	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
54	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
55	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
56	Central Termoeléctrica Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo Combinado
57	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
58	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
59	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
60	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
61	Central Cerro Prieto	Baja California	Baja California	Mexicali	FV-Solar
62	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
63	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás
64	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
65	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
66	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

1/ solo incluye CE en operación al 31 de diciembre 2024.

FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 3.5. PRINCIPALES CE DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

N°	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA 2/
1	Energía del Valle de México Dos	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	EVM Energía del Valle de México	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
4	Eólica del Sur	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
5	Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COG EFI
6	Abent 3T	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COG EFI
7	Eurus	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
8	Fuerza y Energía Bii Hioxo	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
10	CE FV Cuyoaco	Oriental	Puebla	Cuyoaco	FV-Solar
11	Parque Solar Nueva Xcala	Oriental	Tlaxcala	Calpulalpan	FV-Solar
12	Ciclo Combinado Tierra Mojada	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo combinado
13	Pachamama	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	FV-Solar
14	Parque Fotovoltaico Potosí	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Ramos	FV-Solar
15	Potreros Solar	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
16	Parque Solar Don José	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
17	Central Los Cuervos	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	FV-Solar
18	Dominica Energía Limpia	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
19	Energía San Luis de la Paz	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
20	Iberdrola Renovables Centro, Central Fotovoltaica Santiago	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
21	Cúbico Alten Aguascalientes Uno	Occidental	Aguascalientes	La Florida, Los Arrieros y La Soledad	FV-Solar
22	Tuli Energía	Occidental	Zacatecas	Mazapil	FV-Solar
23	Helios	Occidental	Zacatecas	Mazapil	FV-Solar
24	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
25	Central 45 CC Topolobampo III	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
26	México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
27	Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
28	AT Solar V	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
29	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
30	Parque Villanueva Solar Uno	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
31	Villanueva Solar Tres	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
32	Border Solar	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
33	BNB Villa Ahumada Solar	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
34	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
35	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
36	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
37	Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
38	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
39	Techgen	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
40	Los Ramones	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
41	Energía Buenavista	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
42	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
43	El Clérigo	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado
44	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
45	Parque Eólico Reynosa III	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
46	Cogeneración de Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COG EFI
47	Eólica Mesa La Paz	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
48	Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
49	La Pimienta	Peninsular	Campeche	Carmen	FV-Solar
50	Energía Renovable De La Península	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
51	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
52	Baja California III	Baja California	Baja California	Ensenada	Ciclo combinado

ANEXO 3.5. PRINCIPALES CE DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2024 1/

N°	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA 2/
53	Central Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
54	Central Térmica Pichilingue	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Turbogás

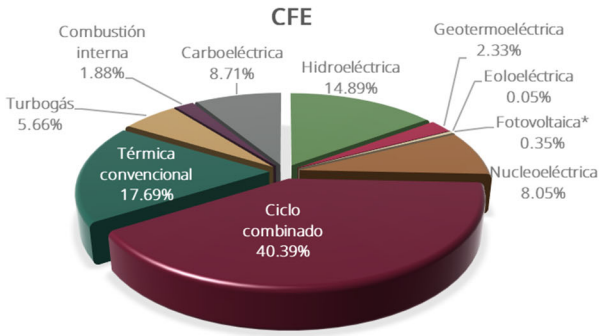
1/ solo incluye CE en operación al 31 de diciembre 2024.
2/ COG: Cogeneración, COG EFI: Cogeneración Eficiente, COG EFI CEL: Cogeneración Eficiente CEL.
FUENTE: CNE https://www.cne.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cne.gob.mx//Resoluciones/index.html

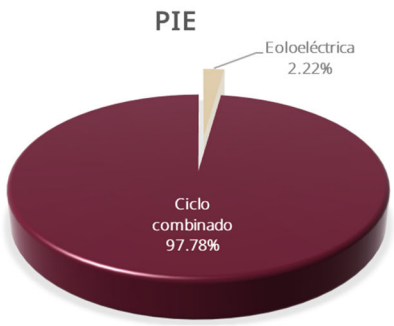
ANEXO 3.6. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA (GWh) 2019 - 2024 POR TIPO DE TECNOLOGÍA

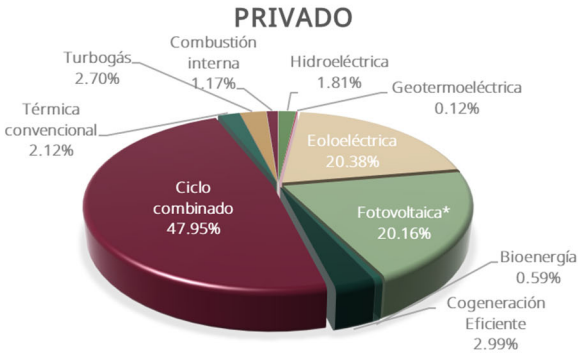
TECNOLOGÍA	2019	2020	2021	2022	2023	2024 4/
Hidroeléctrica	23,602	26,817	34,719	35,559	20,609	23,800
Geotermoeléctrica	5,061	4,575	4,243	4,413	4,161	3,576
Eoloeléctrica	16,727	19,703	21,076	20,317	20,700	19,987
Fotovoltaica 5/	8,394	13,528	17,069	16,290	18,210	18,640
Bioenergía	669	600	582	618	499	533
Cogeneración Eficiente	3,259	4,188	3,350	4,100	4,136	3,912
Nucleoeléctrica	10,881	10,864	11,606	10,539	12,043	11,978
Suma energía limpia	**68,592**	**80,275**	**92,644**	**91,836**	**80,359**	**82,426**
Ciclo combinado	175,506	185,638	186,715	196,014	205,598	212,819
Térmica convencional 1/	38,020	22,405	22,196	20,001	30,358	28,228
Turbogás	10,904	8,664	11,150	10,109	12,336	12,017
Combustión interna 4/	3,187	2,841	2,120	1,829	3,621	3,847
Carboeléctrica 2/	21,611	12,525	8,704	14,194	14,230	12,968
Suma energía fósil	**249,228**	**232,074**	**230,885**	**242,146**	**266,145**	**269,879**
TOTAL	**317,820**	**312,348**	**323,529**	**333,982**	**346,504**	**352,305**

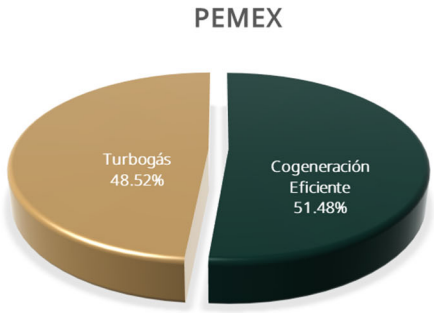
*Se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2024-2038 con las Liquidaciones disponibles del Mercado
1/ Incluye Lecho fluidizado; combustibles diversos como Gas Natural, Diésel, Combustóleo y Coque.
2/ La Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles para el año 2023 genero 10,997.91 GWh de energía neta, de los cuales 4,949 GWh fueron producidos con combustóleo y 6,049 GWh con carbón.
3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2024.
4/ Combustible: Gas Natural, Diésel, Combustóleo.
5/ Incluye un sistema hibrido de FV + SAE.

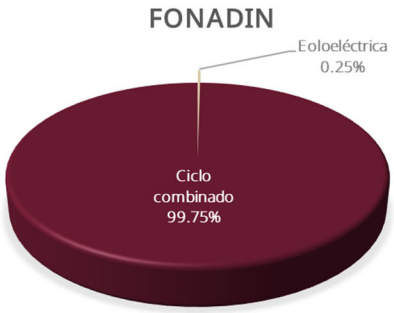
ANEXO 3.6A. GENERACIÓN NETA INYECTADA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2024, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y PARTICIPANTE


CFE
Combustión interna 1.88%
Carboeléctrica 8.71%
Hidroeléctrica 14.89%
Geotermoeléctrica 2.33%
Eoloeléctrica 0.05%
Fotovoltaica* 0.35%
Nucleoeléctrica 8.05%
Turbogás 5.66%
Térmica convencional 17.69%
Ciclo combinado 40.39%


PIE
Eoloeléctrica 2.22%
Ciclo combinado 97.78%

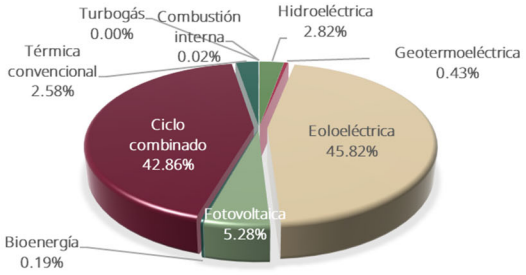

PRIVADO
Turbogás 2.70%
Combustión interna 1.17%
Hidroeléctrica 1.81%
Geotermoeléctrica 0.12%
Térmica convencional 2.12%
Eoloeléctrica 20.38%
Ciclo combinado 47.95%
Fotovoltaica* 20.16%
Bioenergía 0.59%
Cogeneración Eficiente 2.99%


PEMEX
Turbogás 48.52%
Cogeneración Eficiente 51.48%

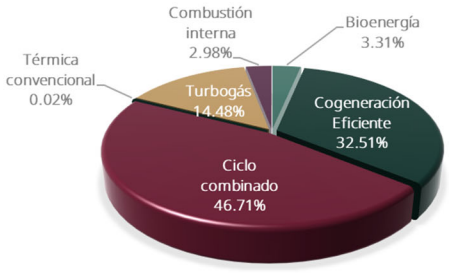

FONADIN
Eoloeléctrica 0.25%
Ciclo combinado 99.75%

ANEXO 3.6B. GENERACIÓN NETA INYECTADA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2024, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y MODALIDAD

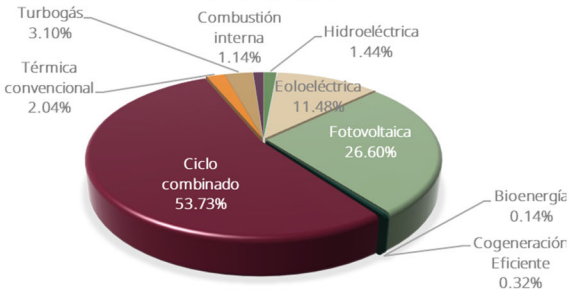
AUTOABASTECIMIENTO



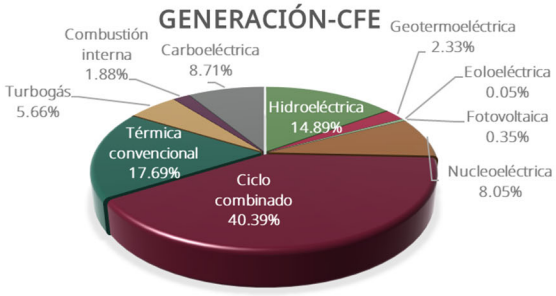
COGENERACIÓN



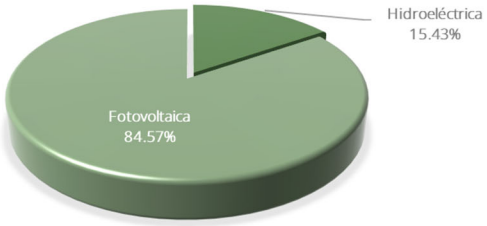
GENERACIÓN



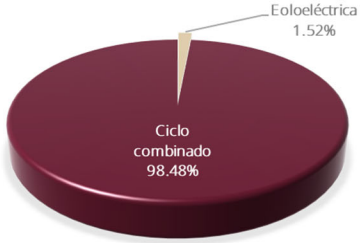
GENERACIÓN-CFE



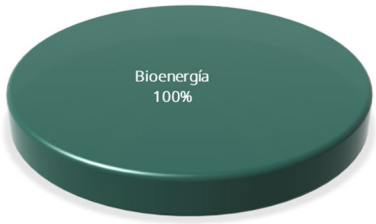
PEQUEÑA PRODUCCIÓN



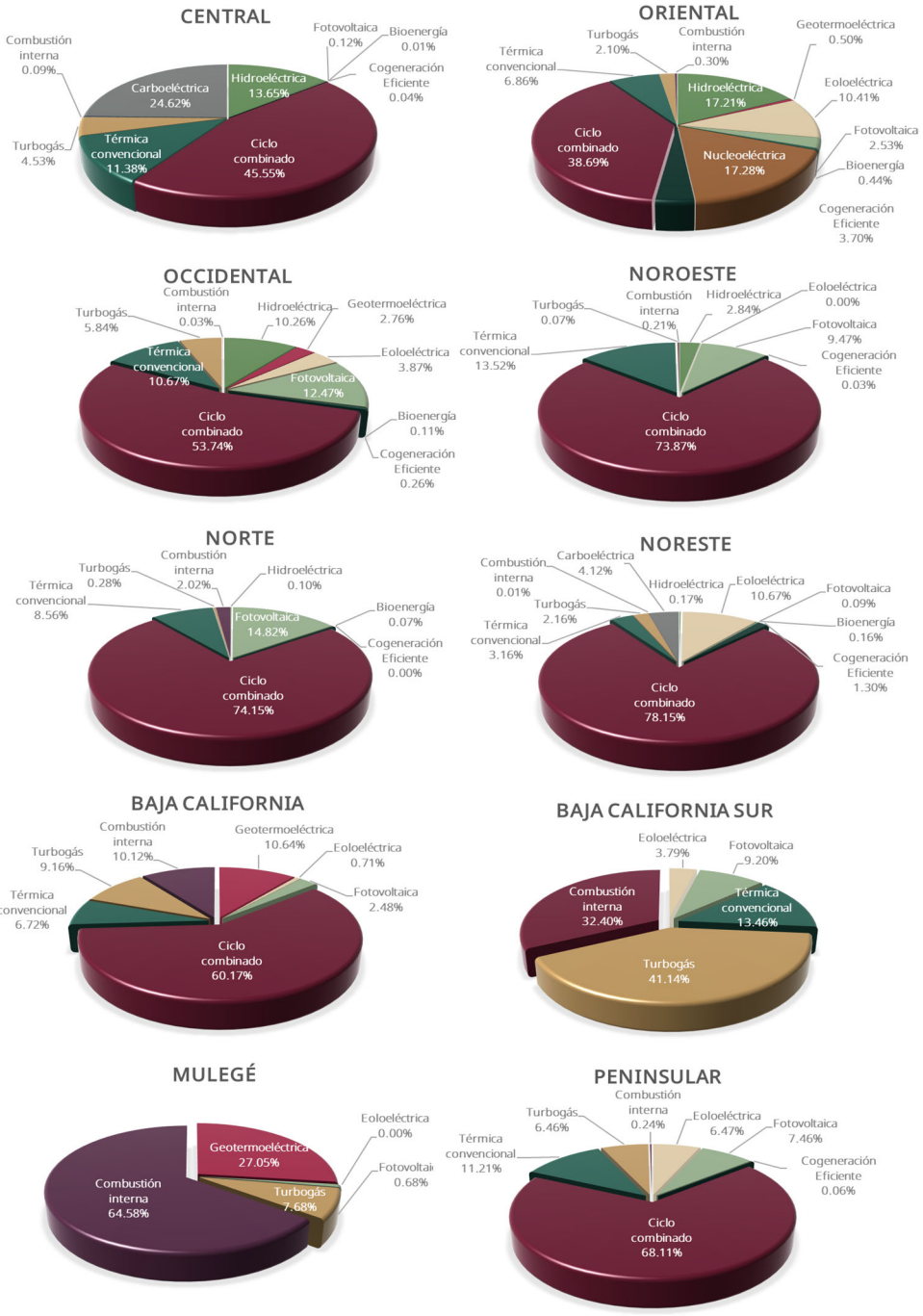
PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE



USOS PROPIOS CONTINUOS

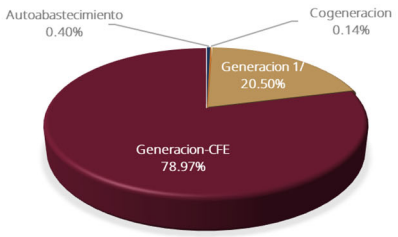


ANEXO 3.6C. GENERACIÓN NETA INYECTADA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2024, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y GCR

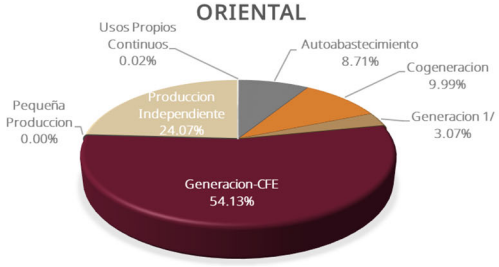


ANEXO 3.6D. GENERACIÓN NETA INYECTADA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2024, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR ESQUEMA Y GCR

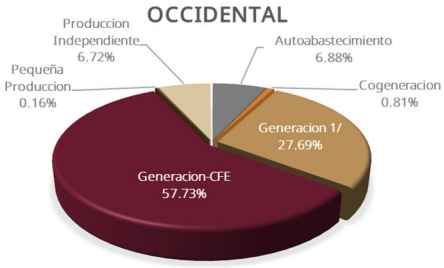
CENTRAL



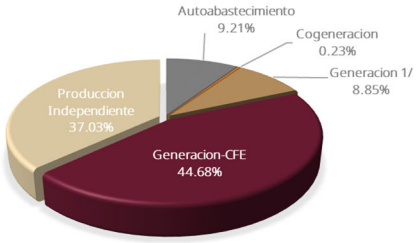
ORIENTAL



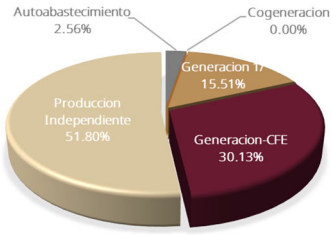
OCCIDENTAL



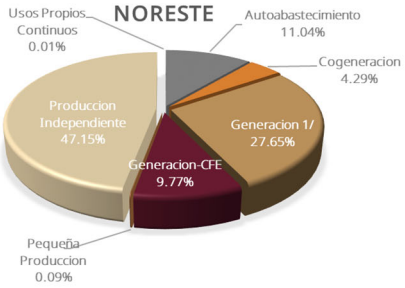
NOROESTE



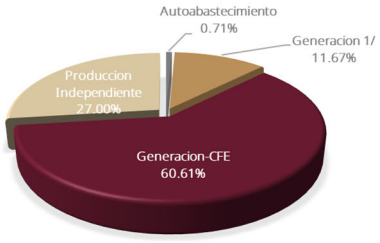
NORTE



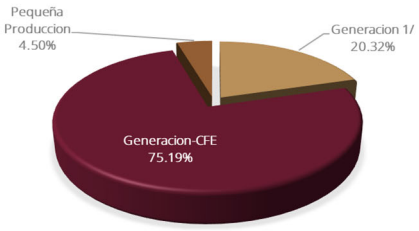
NORESTE



BAJA CALIFORNIA



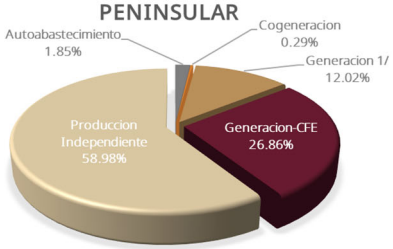
BAJA CALIFORNIA SUR



MULEGÉ



PENINSULAR



ANEXO 3.7. REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD DE PRIVADOS 2026 - 2030

Nombre genérico	Año	Tipo	MW	Mes	Gerencia de control	Región de transmisión	Entidad Federativa
86-Villa Constitución - Fotovoltaica_1	2026	Fotovoltaica	5.5	jun	BCS	86-Villa Constitución	Baja California Sur
86-Villa Constitución - Baterías_1	2026	Baterías	1.9	jun	BCS	86-Villa Constitución	Baja California Sur
94-Santiago - Hidrógeno_2	2029	Hidrógeno	13	jun	BCS	94-Santiago	Baja California Sur
42-Tula-Pachuca - Fotovoltaica_1	2027	Fotovoltaica	38.91	feb	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Baterías_1	2027	Baterías	12	feb	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Fotovoltaica_2	2028	Fotovoltaica	126	abr	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Baterías_2	2028	Baterías	38	abr	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Fotovoltaica_3	2028	Fotovoltaica	150	abr	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Baterías_3	2028	Baterías	45	abr	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Fotovoltaica_4	2028	Fotovoltaica	114.4	jul	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Baterías_4	2028	Baterías	34	jul	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
43-Toluca - Fotovoltaica_5	2028	Fotovoltaica	24	abr	CEL	43-Toluca	Estado de México
43-Toluca - Baterías_5	2028	Baterías	7	abr	CEL	43-Toluca	Estado de México
42-Tula-Pachuca - Fotovoltaica_6	2030	Fotovoltaica	80	ene	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Baterías_6	2030	Baterías	24	ene	CEL	42-Tula-Pachuca	Hidalgo
42-Tula-Pachuca - Rebombeo_1	2030	Rebombeo	900	abr	CEL	42-Tula-Pachuca	Puebla
21-Matamoros - Eólica_1	2026	Eólica	116	dic	NES	21-Matamoros	Tamaulipas
21-Matamoros - Baterías_1	2026	Baterías	34.8	dic	NES	21-Matamoros	Tamaulipas
25-Huasteca - Bioenergía_1	2027	Bioenergía	74	abr	NES	25-Huasteca	Tamaulipas
20-Reynosa - Eólica_2	2028	Eólica	117	ene	NES	20-Reynosa	Tamaulipas
20-Reynosa - Baterías_2	2028	Baterías	35	jul	NES	20-Reynosa	Tamaulipas
19-Nuevo Laredo - Eólica_3	2028	Eólica	131	sep	NES	19-Nuevo Laredo	Tamaulipas
19-Nuevo Laredo - Baterías_3	2028	Baterías	39	sep	NES	19-Nuevo Laredo	Tamaulipas
23-Saltillo - Eólica_4	2028	Eólica	300	sep	NES	23-Saltillo	Coahuila de Zaragoza
23-Saltillo - Baterías_4	2028	Baterías	90	sep	NES	23-Saltillo	Coahuila de Zaragoza
25-Huasteca - Fotovoltaica_1	2028	Fotovoltaica	110	abr	NES	25-Huasteca	Tamaulipas
25-Huasteca - Baterías_1	2028	Baterías	33	abr	NES	25-Huasteca	Tamaulipas
27-Güémez - Eólica_5	2028	Eólica	76	sep	NES	27-Güémez	Tamaulipas
27-Güémez - Baterías_5	2028	Baterías	23	sep	NES	27-Güémez	Tamaulipas
27-Güémez - Eólica_6	2028	Eólica	120	jul	NES	27-Güémez	Tamaulipas
27-Güémez - Baterías_6	2028	Baterías	36	jul	NES	27-Güémez	Tamaulipas
13-Cuauhtémoc - Fotovoltaica_1	2029	Fotovoltaica	30	ene	NTE	13-Cuauhtémoc	Chihuahua
13-Cuauhtémoc - Baterías_1	2029	Baterías	9	jul	NTE	13-Cuauhtémoc	Chihuahua
33-San Luis Potosí - Fotovoltaica_1	2026	Fotovoltaica	124.0	jul	OCC	33-San Luis Potosí	Guanajuato
33-San Luis Potosí - Baterías_1	2026	Baterías	37.2	jul	OCC	33-San Luis Potosí	Guanajuato
34-Salamanca - Fotovoltaica_2	2027	Fotovoltaica	90	dic	OCC	34-Salamanca	Guanajuato
34-Salamanca - Baterías_2	2027	Baterías	27	dic	OCC	34-Salamanca	Guanajuato
37-San Luis de la Paz - Fotovoltaica_3	2027	Fotovoltaica	43	jul	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
37-San Luis de la Paz - Baterías_3	2027	Baterías	13	jul	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
37-San Luis de la Paz - Fotovoltaica_4	2027	Fotovoltaica	100	abr	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
37-San Luis de la Paz - Baterías_4	2027	Baterías	30	abr	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
38-Querétaro - Fotovoltaica_5	2027	Fotovoltaica	82	jul	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
38-Querétaro - Baterías_5	2027	Baterías	25	jul	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
38-Querétaro - Geotérmica_1	2028	Geotérmica	56	abr	OCC	38-Querétaro	Guanajuato
31-Aguascalientes - Fotovoltaica_6	2028	Fotovoltaica	100	nov	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco
31-Aguascalientes - Baterías_6	2028	Baterías	30	nov	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco
31-Aguascalientes - Fotovoltaica_7	2028	Fotovoltaica	90	oct	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco
31-Aguascalientes - Baterías_7	2028	Baterías	27	oct	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco
31-Aguascalientes - Fotovoltaica_8	2028	Fotovoltaica	290	ago	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco

ANEXO 3.7. REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD DE PRIVADOS 2026 - 2030

Nombre genérico	Año	Tipo	MW	Mes	Gerencia de control	Región de transmisión	Entidad Federativa
31-Aguascalientes - Baterías_8	2028	Baterías	87	ago	OCC	31-Aguascalientes	Jalisco
33-San Luis Potosí - Eólica_1	2028	Eólica	94	ago	OCC	33-San Luis Potosí	San Luis Potosí
33-San Luis Potosí - Baterías_Eo_1	2028	Baterías	28	ago	OCC	33-San Luis Potosí	San Luis Potosí
38-Querétaro - Fotovoltaica_9	2028	Fotovoltaica	100	jul	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
38-Querétaro - Baterías_9	2028	Baterías	30	jul	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
38-Querétaro - Fotovoltaica_10	2028	Fotovoltaica	92	jun	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
38-Querétaro - Baterías_10	2028	Baterías	28	jun	OCC	38-Querétaro	Hidalgo
29-Tepic - Fotovoltaica_11	2029	Fotovoltaica	80	sep	OCC	29-Tepic	Nayarit
29-Tepic - Baterías_11	2029	Baterías	24	sep	OCC	29-Tepic	Nayarit
31-Aguascalientes - Fotovoltaica_12	2029	Fotovoltaica	89	ene	OCC	31-Aguascalientes	Zacatecas
31-Aguascalientes - Baterías_12	2029	Baterías	27	ene	OCC	31-Aguascalientes	Zacatecas
33-San Luis Potosí - Eólica_2	2029	Eólica	165	ene	OCC	33-San Luis Potosí	San Luis Potosí
33-San Luis Potosí - Baterías_2	2029	Baterías	50	ene	OCC	33-San Luis Potosí	San Luis Potosí
37-San Luis de la Paz - Fotovoltaica_13	2029	Fotovoltaica	29.9	sep	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
37-San Luis de la Paz - Baterías_13	2029	Baterías	9	sep	OCC	37-San Luis de la Paz	Guanajuato
47-Puebla - Fotovoltaica_1	2027	Fotovoltaica	200	dic	ORI	47-Puebla	Puebla
47-Puebla - Baterías_1	2027	Baterías	60	dic	ORI	47-Puebla	Puebla
46-Veracruz - Fotovoltaica_2	2028	Fotovoltaica	120	ene	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
46-Veracruz - Baterías_2	2028	Baterías	36	ene	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
48-Morelos - Fotovoltaica_3	2028	Fotovoltaica	120	may	ORI	48-Morelos	Morelos
48-Morelos - Baterías_3	2028	Baterías	36	may	ORI	48-Morelos	Morelos
61-Juchitán - Eólica_1	2028	Eólica	200	abr	ORI	61-Juchitán	Oaxaca
61-Juchitán - Baterías_1	2028	Baterías	60	abr	ORI	61-Juchitán	Oaxaca
56-Juile - Fotovoltaica_4	2029	Fotovoltaica	600	abr	ORI	56-Juile	Oaxaca
56-Juile - Eólica_4	2029	Eólica	450	abr	ORI	56-Juile	Oaxaca
56-Juile - Baterías_4	2029	Baterías	315	abr	ORI	56-Juile	Oaxaca
46-Veracruz - Fotovoltaica_5	2029	Fotovoltaica	125	abr	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
46-Veracruz - Baterías_5	2029	Baterías	38	abr	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
58-Grijalva - Fotovoltaica_6	2029	Fotovoltaica	200	jul	ORI	58-Grijalva	Chiapas
58-Grijalva - Baterías_6	2029	Baterías	60	jul	ORI	58-Grijalva	Chiapas
59-Tabasco - Fotovoltaica_7	2029	Fotovoltaica	100	sep	ORI	59-Tabasco	Tabasco
59-Tabasco - Baterías_7	2029	Baterías	30	sep	ORI	59-Tabasco	Tabasco
46-Veracruz - Fotovoltaica_8	2030	Fotovoltaica	250	dic	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
46-Veracruz - Baterías_8	2030	Baterías	75	dic	ORI	46-Veracruz	Veracruz de Ignacio de la Llave
66-Lerma - Bioenergía_1	2027	Bioenergía	27	abr	PEN	66-Lerma	Campeche
76-Chetumal - Eólica_1	2028	Eólica	200.0	jul	PEN	76-Chetumal	Quintana Roo
76-Chetumal - Baterías_1	2028	Baterías	60	jul	PEN	76-Chetumal	Quintana Roo
64-Escárcega - Fotovoltaica_1	2028	Fotovoltaica	300.0	jul	PEN	64-Escárcega	Campeche
64-Escárcega - Baterías_1	2028	Baterías	90	jul	PEN	64-Escárcega	Campeche
64-Escárcega - Fotovoltaica_2	2028	Fotovoltaica	600	jun	PEN	64-Escárcega	Campeche
64-Escárcega - Baterías_2	2028	Baterías	180	jun	PEN	64-Escárcega	Campeche
68-Dzitnup - Eólica_2	2028	Eólica	313.9	jul	PEN	68-Dzitnup	Yucatán
68-Dzitnup - Baterías_2	2028	Baterías	94	jul	PEN	68-Dzitnup	Yucatán
66-Lerma - Fotovoltaica_3	2028	Fotovoltaica	80	abr	PEN	66-Lerma	Campeche
66-Lerma - Baterías_3	2028	Baterías	24	abr	PEN	66-Lerma	Campeche
69-Valladolid - Eólica_3	2028	Eólica	120	may	PEN	69-Valladolid	Yucatán
69-Valladolid - Baterías_3	2028	Baterías	36	may	PEN	69-Valladolid	Yucatán
69-Valladolid - Eólica_4	2029	Eólica	148.2	ene	PEN	69-Valladolid	Yucatán
69-Valladolid - Baterías_4	2029	Baterías	44	ene	PEN	69-Valladolid	Yucatán

ANEXO 3.8A. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS ALTO

COMBUSTIBLE	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Combustóleo	16.64	17.66	17.78	17.66	17.38	16.98	16.95	16.89	16.93	16.90	17.03	17.13	17.15	17.21	17.42
Diésel	42.42	44.00	44.06	43.70	43.13	42.41	42.27	42.00	41.77	41.63	41.70	41.61	41.32	41.18	41.22
Carbón	4.79	4.87	4.94	5.00	5.06	5.13	5.16	5.19	5.22	5.25	5.29	5.32	5.35	5.38	5.42
Gas Natural	7.77	7.91	7.50	6.97	7.09	6.34	6.41	6.50	6.72	6.86	7.00	7.14	7.27	7.39	7.52
Uranio	0.81	0.83	0.84	0.86	0.88	0.91	0.93	0.95	0.97	1.00	1.02	1.04	1.05	1.06	1.06

FUENTE: SENER

ANEXO 3.8B. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS MEDIO

COMBUSTIBLE	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Combustóleo	12.24	10.89	10.94	10.96	10.89	10.92	10.97	11.02	11.07	11.14	11.21	11.23	11.23	11.38	11.55
Diésel	37.88	34.76	34.65	34.51	34.28	34.18	34.08	33.99	33.90	33.85	33.80	33.69	33.58	33.64	33.71
Carbón	4.38	4.45	4.48	4.48	4.53	4.56	4.58	4.61	4.63	4.65	4.68	4.70	4.72	4.74	4.76
Gas Natural	5.04	6.49	4.82	5.26	4.59	4.86	4.74	4.65	4.62	4.70	4.73	4.78	5.02	5.14	5.22
Uranio	0.79	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.92	0.92

FUENTE: SENER

ANEXO 3.8C. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS BAJO

COMBUSTIBLE	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Combustóleo	8.76	8.63	7.98	7.41	7.06	6.95	6.81	6.73	6.68	6.66	6.62	6.58	6.50	6.45	6.38
Diésel	27.30	27.21	26.78	26.52	26.22	26.19	26.13	26.04	26.01	25.99	25.94	25.87	25.76	25.65	25.67
Carbón	3.84	3.86	3.88	3.90	3.92	3.94	3.96	3.98	4.00	4.02	4.05	4.07	4.09	4.11	4.13
Gas Natural	3.48	3.20	3.04	2.93	2.95	2.38	2.46	2.70	2.96	3.09	3.23	3.33	3.41	3.49	3.59
Uranio	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.90	0.90	0.90

FUENTE: SENER

ANEXO 3.9A. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA (%) DIURNA

GCR	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
BCN	**-5.6**	**29.8**	**26.6**	**26.5**	**23.2**	**18.8**	**43.4**	**38.4**	**40.8**	**38.9**	**35.0**	**37.0**	**36.1**	**29.5**	**35.9**
BCS	36.6	33.4	29.3	60.6	66.5	80.1	74.4	69.0	65.2	59.1	49.3	43.9	42.0	34.8	32.8
SIN	25.3	23.9	23.7	30.1	33.7	34.1	33.4	34.0	37.4	37.3	39.8	36.9	40.4	39.8	45.6
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BCN	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BCN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

ANEXO 3.9B. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA (%) NOCTURNA

GCR	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
BCN	**-5.5**	**30.4**	**27.1**	**23.8**	**19.9**	**16.3**	**30.3**	**27.4**	**25.8**	**27.3**	**26.3**	**23.6**	**25.0**	**27.3**	**24.1**
BCS	40.3	36.2	33.4	65.2	65.5	80.0	77.1	72.8	64.8	58.9	50.7	47.0	40.7	37.5	33.3
SIN	19.6	19.0	17.8	21.5	24.5	24.9	24.7	22.8	23.4	22.1	21.6	23.0	23.6	20.5	26.6
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BCN	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BCN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

CENACE

Anexo

Capítulo 8

Metas físicas de proyectos instruidos de Ampliación de la RNT y RGD del MEM

ANEXO CAPÍTULO 8

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2015

P15-OR1 Línea de transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Angostura - Tapachula Potencia / 4	400	2	193.5	abr-17	sep-27	Oriental
Total			**193.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-17	sep-27	Oriental
Total			**75.0**			

Compensación Capacitiva Occidente

P15-OC3 Compensación de la Zona Guanajuato (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guanajuato MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
Santa Fe II MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	12-ene-25	Occidental
Total			**52.5**			

P15-OC4 Compensación de la Zona León (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagos Galera MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
Total			**22.5**			

P15-OC6 Compensación de la Zona Querétaro (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	12-ene-25	Occidental
Total			**112.5**			

P15-OC7 Compensación de la Zona Apatzingán (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Hueco MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-19	12-ene-25	Occidental
Total			**8.1**			

P15-PE1 Línea de transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa del Carmen - Chankanaab II / 9	115	1	30.4	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab / 12	115	1	2.5	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel / 12	34.5	1	0.1	jul-19	nov-26	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel / 12	13.8	1	18.6	jul-19	nov-26	Peninsular
Total			**51.6**			

9/ Cable Subterráneo/Submarino; incluye fase de reserva
12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6)	2	T	60.0	115/13.8	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) / 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) / 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	nov-26	Peninsular
Total			**160.5**				

T. Transformador
43/ Traslado de bancos de las SE Cozumel y Chankanaab a la SE Chankanaab II
44/ Traslado de bancos de la SE Chankanaab II a la SE Chankanaab

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chankanaab II MVAr	Capacitor	115	15.0	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	115	7.5	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab II MVAr	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	nov-26	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	nov-26	Peninsular
Total			**27.9**			

Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste

P15-BC3 Compensación de las zonas San Luis y Mexicali

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	may-26	Baja California
Carranza MVAr (antes Parque Industrial San Luis MVAr)	Capacitor	161	21.0	abr-17	may-26	Baja California
Total			**42.0**			

P15-BC4 Compensación de la zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	may-26	Baja California
Total			**7.5**			

P15-BC5 Compensación de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
México MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	may-26	Baja California
Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	may-26	Baja California
Total			**32.0**			

P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	may-26	SI Baja California Sur
Total			**7.5**			

P15-BS2 Compensación de la zona La Paz

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bledales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-17	may-26	SI Baja California Sur
Total			**15.0**			

P15-NO2 Compensación de la zona Guasave

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guamúchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-17	may-26	Noroeste
Total			**22.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2016

P16-OC2 Potrerillos Banco 4 (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos - San Roque / 3	115	2	8.0	abr-19	19-dic-24	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	19-dic-24	Occidental
Total			**40.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos Banco 4	4	T	500.0	400/115	abr-19	19-dic-24	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	19-dic-24	Occidental
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) / 1	230	1	4.5	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 2	69	1	4.5	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 3	69	1	1.8	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas/4	69	1	2.9	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas – Álamos/4	69	2	9.0	abr-19	nov-26	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín – Acatlán	69	2	0.4	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara I – Higuerillas /5	69	1	11.0	abr-19	nov-26	Occidental
Guadalajara I – Miravalle /5	69	1	14.0	abr-19	nov-26	Occidental
Total			**48.1**			

1/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Recalibración
4/ Tramos subterráneos
5/ Recalibración conductor de alta temperatura.
25/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-19	nov-26	Occidental
Total			**300.0**				

T. Transformador

P16-NT1 Zona La Laguna (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Oriente - California	115	1	5.3	abr-23	04-mar-25	Norte
Torreón Sur - Takata / 5	115	1	5.3	abr-23	04-mar-25	Norte
Takata - Torreón Oriente / 5	115	1	5.2	abr-23	04-mar-25	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras / 5	115	1	5.0	abr-23	04-mar-25	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal / 5	115	1	7.2	abr-23	04-mar-25	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 5	115	1	13.4	abr-23	04-mar-25	Norte
Total			**41.4**			

5/ Recalibración

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Sur Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-23	04-mar-25	Norte
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi Cocom)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nachi Cocom entronque Norte - Kanasín Potencia /12	230	2	18.2	mar-20	jul-25	Peninsular
Total			**18.2**			

12/ Un tramo contempla cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nachi Cocom Banco 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	jul-25	Peninsular
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2017

P15-CE1 Donato Guerra MVAr (traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Donato Guerra MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-15	10-may-24	Central
Total			**63.5**			

P16-CE1 Kilómetro 110 – Tulancingo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kilómetro 110 - Tulancingo	85	1	4.2	sep-27	nov-28	Central
Total			**4.2**			

M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juile compensación serie Bancos 1, 2 y 3 (A3T90, A3040 y A3140) / 21	Capacitor	400	754.1	abr-19	ago-27	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	ago-27	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	ago-27	Oriental
Total			**2,171.9**			

21/ Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente por equipo con capacidad a 1350 MVA

P16-OR1 Izúcar de Matamoros MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Izúcar de Matamoros MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-16	sep-26	Oriental
Total			**12.5**			

P16-OR2 Alvarado II y San Andrés II MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alvarado II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	nov-26	Oriental
San Andrés II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	nov-26	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR3 Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal III)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tabasco Potencia MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-17	dic-29	Oriental
Total			**63.5**			

P17-OR4 Suministro de energía eléctrica en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia / 4	230	2	152.0	abr-21	ago-26	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-21	jul-26	Oriental
Total			**229.0**			

3/ Tendido del primer circuito, Etapa 1 (Por Concursar)
4/ Tendido del segundo circuito, Etapa 2 (Por concursar)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciénega MVAr (reactor de línea 93740) /1	Reactor	230	28.0	abr-21	ago-26	Oriental
Total			**28.0**			

1/ Incluye reserva, Etapa 1 (Por Concursar)

P17-OR6 Amozoc y Acatzingo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatzingo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-28	Oriental
Amozoc MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-28	Oriental
Total			**30.0**			

P17-OR7 Esfuerzo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	nov-28	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR9 Frontera Comalapa MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera Comalapa MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	24-mar-23	Oriental
Total			**7.5**			

P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	3	AT	225.0	230/115	abr-20	dic-25	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esperanza MVAr /1	Reactor	13.8	21.0	oct-18	nov-28	Noroeste
Total			**21.0**			

1/ Reactor de terciario

P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seri MVAr	Reactor	400	116.6	oct-18	abr-25	Noroeste
Total			**116.6**			

M16-NO1 El Carrizo MVAr (traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Carrizo MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	17-dic-21	Noroeste
Total			**15.0**			

M16-NO2 El Habal Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100	230/115	abr-19	31-dic-19	Noroeste
Total			**300**				

AT. Autotransformador

P15-BC1 Maneadero entronque Ciprés – Cañón

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	nov-26	Baja California
Total			**6.0**			

P17-BC11 El Arrajal Banco 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Arrajal - Cucapáh /1, 2	400	2	144.0	abr-22	nov-27	Baja California
El Arrajal - San Felipe /1	115	2	56.0	abr-22	nov-27	Baja California
El Arrajal entronque San Matías - San Felipe	115	2	29.6	abr-22	nov-27	Baja California
El Arrajal - Minera San Felipe	115	1	0.4	abr-22	nov-27	Baja California
Total			**230.0**			

1/ Tendido del primer circuito

2/ Aislamiento en 400 kV operación inicial en 230 kV

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Arrajal Banco 1 1/	4	AT	300	230/115	abr-22	nov-27	Baja California
Total			**300**				

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compensación entronque San Matías - San Felipe /1	Capacitores	115	---	abr-22	nov-27	Baja California
Total			**---**			

1/ Solo se considera como traslado de capacitores hacia la SE El Arrajal

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2018

M15-CE2 Línea de transmisión Atlacomulco – Almoloya (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Atlacomulco Potencia - Almoloya / 4	400	2	28.0	abr-18	21-sep-24	Central
Total			**28.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

P17-CE2 línea de transmisión Deportiva - Toluca en 230 kV (recalibración)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Deportiva - Toluca (recalibración) / 5	230	1	11.8	dic-22	mar-29	Central
Total			**11.8**			

5/ Recalibración

P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manlio Fabio Altamirano - Temascal II	400	2	196.0	abr-17	mar-27	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Infonavit – Dos Bocas	115	2	38.6	abr-17	mar-27	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Veracruz I – Dos Bocas	115	4	38.6	abr-17	mar-27	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas entronque Paso del Toro – Boca del Río	115	2	3.0	abr-17	mar-27	Oriental
Total			**276.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manlio Fabio Altamirano Banco 3	4	T	500.0	400/115	abr-17	mar-27	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Equipo Primario	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	4	115	abr-17	mar-27	Oriental
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	mar-27	Oriental
Temascal III	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	mar-27	Oriental
Framboyanes	Modernización de equipamiento serie (interruptores u otros)	3	115	abr-17	mar-27	Oriental
Total		**11**				

P18-OR2 Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zocac - La Malinche / 3	230	2	14.5	jun-20	mar-29	Oriental
Apizaco II - La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	mar-29	Oriental
Total			**24.5**			

3/ Tendido del primer circuito

P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato I - Irapuato II / 5	115	2	4.3	abr-18	dic-25	Occidental
Repotenciación de LT´s IRA-73590-IRP e IRA-73600-IRP /6			6	abr-18	dic-25	Occidental
Total			**10.3**			

5/ Nuevo circuito
6/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de los tramos de líneas existentes

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-18	dic-25	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac /1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac – San Ildefonso / 2	115	1	9.5	abr-20	may-26	Occidental
Conín – Marqués Oriente / 3	115	1	5.1	abr-20	may-26	Occidental
San Ildefonso – El Sauz / 4	115	1	17.7	abr-20	may-26	Occidental
Total			**32.3**			

1/ Informe pormenorizado 2024
2/ 6.5 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes.
3/ 0.9 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes y 1.1 km en tramo subterráneo.
4/ Cambio de conductor sobre estructuras existentes.

P17-OC5 Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	mar-29	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	mar-29	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	mar-29	Occidental
Total			**3.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-20	mar-29	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huichapan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	mar-29	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	mar-29	Occidental
Total			**30.0**			

P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115	2	15.4	abr-22	mar-27	Occidental
Total			**15.4**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
29/ Tendido del cuarto circuito

P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115	1	3.0	abr-20	dic-26	Occidental
Total			**3.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	dic-26	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	dic-26	Occidental
Total			**32.5**			

P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	75.0	230/115	abr-20	15-dic-24	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	4	AT	33.3	230/115	abr-19	oct-25	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepic II - Cerro Blanco (A3630 y A3590) / 42	400	2	-	abr-18	24-abr-23	Occidental
Total			**0.0**			

42/ Cambio en ambos extremos de transformadores de corriente en LT A3630 y trampa de onda en LT A3590

P18-OC3 Compensación capacitiva de la Zona Zacatecas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fresnillo Industrial entronque Fresnillo Sur - Fresnillo Norte	115	1	0.1	abr-21	dic-29	Occidental
Total			**0.1**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras El Saucito MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-29	Occidental
Fresnillo Industrial MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-29	Occidental
Jerez MVAr (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-29	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-29	Occidental
Total			**67.5**			

P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	mar-28	mar-28	Occidental
Parácuaro entronque Pradera - Codémbaro	115	2	18	mar-28	mar-28	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia – Apatzingán /1	230	2	1.6	mar-28	mar-28	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	mar-28	mar-28	Occidental
Pátzcuaro Sur – Cerro Hueco /2	115	1	37.0	mar-28	mar-28	Occidental
Total			**65.8**			

1/ Aislada en 230 kV operada en 115 kV
2/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro Banco 1 /1	4	AT	125.0	400/115	mar-28	mar-28	Occidental
Cerro Hueco	1	T	30	115/69	mar-28	mar-28	Occidental
Total			**530.0**				

AT Autotransformador
T. Transformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

Equipo Primario	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Parácuaro	Alimentador nuevo	2	400	mar-28	mar-28	Occidental
Parácuaro	Alimentador nuevo	4	115	mar-28	mar-28	Occidental
Parácuaro	Alimentador Amarre	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Pradera	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Valle Verde	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Pátzcuaro Sur	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Cerro Hueco	Alimentador Ampliación	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Uruapan Potencia / 1	Cuchillas sustitución	2	115	mar-28	mar-28	Occidental
La Esperanza / 5, 7	TC sustitución	2	115	mar-28	mar-28	Occidental
Mirador / 3	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Uruapan III / 2, 5	TC sustitución	2	115	mar-28	mar-28	Occidental
Uruapan Potencia / 2, 3, 4	TC sustitución	3	115	mar-28	mar-28	Occidental
Apatzingán / 4	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Pradera / 6	TC sustitución	1	115	mar-28	mar-28	Occidental
Total		**36**				

P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia – León III (93330)	230	2	2.0	abr-27	jun-28	Occidental
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia – León III (93960)	230	2	2.0	abr-27	jun-28	Occidental
Pedro Moreno entronque La Virgen – Lagos Galera (73980)	115	2	2.0	abr-27	jun-28	Occidental
Pedro Moreno – Tecuán	115	1	38.6	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo LT León III – León Norte (73L40)	115	1	1.15	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo LT León Malecón – Cerro Gordo (73730) /1	115	1	4.63	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo Gran Jardín – Lagos Galera (73940) /1	115	1	0.07	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo LT León III – Cerro Gordo (73L80) /1	115	1	1.73	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo LT León IV – León Oriente (73780) /1	115	1	0.75	abr-27	jun-28	Occidental
Recalibración tramo subterráneo LT León IV – León Oriente (73830) /1	115	1	0.75	abr-27	jun-28	Occidental
Total			**53.68**			

1/ Para alcanzar 179 MVA

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedro Moreno Banco 1 /1	4	AT	75.0	230/115	abr-27	jun-28	Occidental
Total			**300.0**				

AT Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 125 MVA

P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Castillo MVAr	Capacitor	69	18.0	abr-21	sep-26	Occidental
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	sep-26	Occidental
Lomas MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	sep-26	Occidental
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	sep-26	Occidental
Pinar MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	sep-26	Occidental
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	sep-26	Occidental
Total			**122.1**			

P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conín MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	19-abr-24	Occidental
Parque Innovación MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	27-dic-23	Occidental
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	12-abr-24	Occidental
Antea MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	4-feb-24	Occidental
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	3-dic-23	Occidental
Querétaro Potencia MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	2-dic-23	Occidental
Total			**135.0**			

P18-NO1 Quilá MVAr (traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quilá MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	20-dic-22	Noroeste
Total			**15.0**			

P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-18	08-dic-24	Norte
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	08-dic-24	Norte
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Casas Grandes Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	21-oct-23	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Casas Grandes MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-18	21-oct-23	Norte
Total			**30.0**			

P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-23	dic-28	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ascensión II Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	13-feb-20	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	13-feb-20	Norte
Total			**7.5**			

P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nueva Rosita Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-23	dic-28	Noreste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P17-NE2 Las Mesas Banco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas - Huejutla II	115	1	50.0	abr-21	nov-26	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	nov-26	Noreste
Total			**62.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	nov-26	Noreste
Total			**300.0**				

T. Transformador

P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera MVAr (habilitación de reactor)	Reactor	400	50.0	nov-18	25-feb-24	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	25-feb-24	Noreste
Total			**125.0**			

P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jiménez MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	25-jun-22	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	25-jun-22	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	25-jun-22	Noreste
Total			**22.5**			

P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy / 4	230	2	63.0	abr-21	oct-25	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	oct-25	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	4	13.2	abr-21	oct-25	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	oct-25	Peninsular
Total			**134.8**			

4/ Tendido del segundo circuito

36/ Reconstrucción de torres marinas con estructura de dos circuitos en 230 kV y dos circuitos en 34.5 kV

40/ Reconstrucción de torres aéreas de 115 kV por torres aéreas de 230 kV con conductor 1113 ACSR

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Real Bancos 1 y 2	7	AT	350.0	230/115	abr-21	oct-25	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	oct-25	Peninsular
Total			**356.2**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P17-BC2 Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero /1,2	115	2	8.0	abr-19	nov-26	Baja California
Total			**8.0**			

1/ Operación inicial en 69 kV, Aislada en 115 kV

2/ Línea de Transmisión con disposición aérea

P17-BC3 Frontera entronque Industrial – Universidad

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera entronque Industrial – Universidad 1/	115	2	6.0	abr-21	nov-26	Baja California
Total			**6.0**			

1/ Considera Cable Subterráneo con una capacidad equivalente a un conductor 795 ACSR

P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Potencia Banco 3 /1,2	4	T	300	230/115/69	abr-21	oct-25	Baja California
Total			**300**				

T. Transformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

2/ Operación inicial en 230/69 kV

P17-BC16 Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230	2	8.0	abr-21	dic-29	Baja California
Total			**8.0**			

P16-BS2 Camino Real MVAr (En Proceso de Decisión)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Camino Real MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jul-26	SI Baja California Sur
Total			**22.5**			

P17-BS1 Loreto MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-19	jul-26	SI Baja California Sur
Total			**7.5**			

P18-BS6 Recreo MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Recreo MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-21	22-dic-21	SI Baja California Sur
Total			**12.5**			

P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2 (Proyecto Terminado)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20	115/13.8	abr-18	09-jun-21	SI Mulegé
Total			**20**				

T. Transformador

P18-MU3 Mezquital MVAr (Traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mezquital MVAr (traslado)	Capacitor	115	2.5	abr-18	09-feb-21	SI Baja California Sur
Total			**2.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2019

I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas - Jilotepec Potencia / 1	400	2	426.0	abr-25	ago-26	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala – Victoria / 2	400	2	190.0	abr-25	nov-25	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110) /2	230	2	4.0	abr-25	nov-25	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza /2	230	2	17.0	abr-25	nov-25	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110) / 2	230	2	28.0	abr-25	nov-25	Central
Total			**665.0**			

1/ Etapa 2 (En Ejecución o Construcción)
2/ Etapa 3 (PIDIREGAS PEF 2022)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia Banco 1 / 3	4	AT	500.0	400/230	abr-25	dic-26	Central
Jilotepec Potencia Banco 2 / 3	3	AT	375.0	400/230	abr-25	dic-26	Central
Total			**875.0**				

AT. Autotransformador
3/ Etapa 1 (En Concurso)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 1) / 3	Reactor	400	50.0	abr-25	dic-26	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 2) / 3	Reactor	400	50.0	abr-25	dic-26	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 1) / 3	Reactor	400	100.0	abr-25	dic-26	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 2) /3	Reactor	400	75.0	abr-25	dic-26	Central
Total			**160.0**			

3/ Etapa 1 (En Concurso)

P19-OR2 Puebla Dos Mil entronque Puebla II - 73890 - Guadalupe Analco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puebla Dos Mil entronque Puebla II - Guadalupe Analco (73890)	115	2	0.2	jun-19	nov-28	Oriental
Total			**0.2**			

P19-OR3 Suministro de energía eléctrica en Huatulco y Costa Chica (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) /30(Cap.)	jun-19	13-jul-24	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) /50(Cap.)	jun-19	13-jul-24	Oriental
Total			**160.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P19-OC2 San José Iturbide Banco 4

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60.0	abr-23	feb-28	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	feb-28	Occidental
Total			**76.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San José Iturbide Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-23	feb-28	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Delicias entronque Querétaro I - Querétaro Potencia	230	2	172.0	abr-23	jun-26	Occidental
Total			**172.0**			

P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	dic-25	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	dic-25	Occidental
El Marqués MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	dic-25	Occidental
Potrerillos MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-25	Occidental
Santa Fe MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-25	Occidental
Total			**900.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40) (Proyecto Terminado)

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-20	29-jul-24	Noroeste
Total			**0.4**			

P16-NO1 El Mayo entronque Navojoa Industrial – Carrizo

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	0.6	abr-20	may-25	Noroeste
Total			**0.6**			

P19-NO1 Viñedos MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	sep-26	Noroeste
Total			**22.5**			

P19-NO2 Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
1 - Hermosillo Cinco – Dynatech /3,4	115	1	1.7	abr-19	jun-27	Noroeste
2 - Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis (Tramo 1) /3,4	115	1	1.1	abr-19	jun-27	Noroeste
2 - Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis (Tramo 2) /1,2	115	1	1.2	abr-19	jun-27	Noroeste
3 - Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve /8	115	1	0.1	abr-19	jun-27	Noroeste
4 - Dynatech – Rolando García Urrea /3,4,5,6	115	1	6.97	abr-19	jun-27	Noroeste
5 - Hermosillo Cuatro – Portales /1,2	115	1	0.4	abr-19	jun-27	Noroeste
6 - Portales – Hermosillo Dos (Tramo 1) /1,2	115	1	0.4	abr-19	jun-27	Noroeste
6 - Portales – Hermosillo Dos (Tramo 2) /3,4	115	1	1.1	abr-19	jun-27	Noroeste
6 - Portales – Hermosillo Dos (Tramo 3) /1,2	115	1	0.6	abr-19	jun-27	Noroeste
6 - Portales – Hermosillo Dos (Tramo 4) /1,2	115	1	4.4	abr-19	jun-27	Noroeste
7 - Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro (Tramo 1) /3,4	115	1	4.04	abr-19	jun-27	Noroeste
7 - Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro (Tramo 2) /7	115	1	2.93	abr-19	jun-27	Noroeste
8 - Hermosillo Loma – Hermosillo Dos (Tramo 1) /10	115	1	3.4	abr-19	jun-27	Noroeste
8 - Hermosillo Loma – Hermosillo Dos (Tramo 2) /7	115	1	2.25	abr-19	jun-27	Noroeste
9 - Hermosillo Loma – Hermosillo Misión (tramo 1) /3,4	115	1	3.4	abr-19	jun-27	Noroeste
9 - Hermosillo Loma – Hermosillo Misión (Tramo 2) /7	115	1	0.55	abr-19	jun-27	Noroeste
9 - Hermosillo Loma – Hermosillo Misión (Tramo 3) /10	115	1	0.7	abr-19	jun-27	Noroeste
10 - Hermosillo Loma – Pueblitos /1,2	115	1	0.1	abr-19	jun-27	Noroeste
11 - Hermosillo Uno – Rolando García Urrea /3,4,5,6	115	1	9.8	abr-19	jun-27	Noroeste
12 - Hermosillo Seis – Hermosillo Misión (Tramo 1) /1,2	115	1	1.8	abr-19	jun-27	Noroeste
12 - Hermosillo Seis – Hermosillo Misión (Tramo 2) /7	115	1	1.1	abr-19	jun-27	Noroeste
12 - Hermosillo Seis – Hermosillo Misión (Tramo 3) /3,4	115	1	0.7	abr-19	jun-27	Noroeste
13 - Bácum – Ciudad Obregón Dos (Tramo 1) /3,4	115	1	1.51	abr-19	jun-27	Noroeste
13 - Bácum – Ciudad Obregón Dos (Tramo 2) /3,4	115	1	2.7	abr-19	jun-27	Noroeste
14 - Bácum – Providencia /1,2	115	1	0.25	abr-19	jun-27	Noroeste
15 - Ciudad Obregón Dos – Providencia (Tramo 1) /10	115	1	2.7	abr-19	jun-27	Noroeste
15 - Ciudad Obregón Dos – Providencia (Tramo 2) /5,6,10	115	1	1.39	abr-19	jun-27	Noroeste
16 - Ciudad Obregón Cuatro – Obregón Uno /3,4	115	1	11	abr-19	jun-27	Noroeste
17 - Ciudad Obregón Tres – Tetabiate /1,2	115	1	2.34	abr-19	jun-27	Noroeste
18 - Louisiana – Centenario /3,4,5,6	115	1	3.6	abr-19	jun-27	Noroeste
19 - Louisiana – Mochis Centro (Tramo 1) /3,4	115	1	2	abr-19	jun-27	Noroeste
19 - Louisiana – Mochis Centro (Tramo 2) /1,2	115	1	1.7	abr-19	jun-27	Noroeste
20 - Culiacán Cuatro – Costa Rica /3,4	115	1	1.3	abr-19	jun-27	Noroeste
21 - Culiacán Tres – Culiacán Centro (Tramo 1) /3,4	115	1	1.45	abr-19	jun-27	Noroeste
21 - Culiacán Tres – Culiacán Centro (Tramo 2) /1,2	115	1	0.8	abr-19	jun-27	Noroeste
22 - Culiacán Tres – Isla Musala /3,4,5,6	115	1	1.3	abr-19	jun-27	Noroeste
23 - Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Uno /1,9	115	1	5.333	abr-19	jun-27	Noroeste
24 - Isla Musala – Culiacán Oriente (Tramo 1) /3,4,5,6	115	1	0.45	abr-19	jun-27	Noroeste
24 - Isla Musala – Culiacán Oriente (Tramo 2) /3,4	115	1	2.5	abr-19	jun-27	Noroeste
25 - Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /1,2	115	1	2.492	abr-19	jun-27	Noroeste
26 - Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto (Tramo 1) /3,4	115	1	9.31	abr-19	jun-27	Noroeste
26 - Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto (Tramo 2) /10	115	1	1.2	abr-19	jun-27	Noroeste
27 - Mazatlán Dos – Subestación Villa Unión /10	115	1	9.31	abr-19	jun-27	Noroeste
28 - Mazatlán Aeropuerto – Subestación Villa Unión /3,4	115	1	1.2	abr-19	jun-27	Noroeste
29 - Mazatlán Norte – Del Mar /1,9	115	1	3.632	abr-19	jun-27	Noroeste
Total			**118.2**			

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Construcción de Línea de Transmisión Poste Troncocónico (PT)
4/ Cable 795 kcmil ACSR.
5/ Transición aérea subterránea a la llegada SE.
6/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA
7/ Recalibrar tramo torres existente en desuso.
8/ Utilizar línea existente en desuso Cable 795 kcmil ACSR.
9/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA
10/ Tendido del segundo circuito.

P19-NT1 Terranova Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23	02-dic-24	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - El Salero

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	400	2	7.2	abr-19	may-25	Noreste
Total			**7.2**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	may-25	Noreste
Total			**75.0**			

P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Jerónimo Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-23	11-ago-24	Noreste
Total			**375.0**				

T. Transformador

P19-NE1 Ampliación de la Red Eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Regiomontano - Ladrillera	115	2	48.0	abr-18	abr-25	Noreste
Total			**48.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-25	Noreste
Lajas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-25	Noreste
Linares MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-25	Noreste
Total			**45.0**			

P19-NE2 Reducción en el nivel de cortocircuito de la Red Eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Domingo Nuevo entronque Hylsa - Monterrey Potencia	400	2	0.4	abr-21	ago-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	ago-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	ago-25	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valle	115	1	2.0	abr-21	ago-25	Noreste
Total			**12.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Domingo Nuevo Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	ago-25	Noreste
Total			**500.0**				

T. Transformador

P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	68.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	dic-25	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace / 12	115	1	1.4	abr-20	dic-25	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	dic-25	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen / 5	115	2	29.1	abr-20	dic-25	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	dic-25	Peninsular
Total			**131.1**			

5/ Recalibración con conductor de alta temperatura y ampacidad equivalente calibre 795 ACSR
8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	dic-25	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	dic-25	Peninsular
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	dic-25	Peninsular
Balam MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Cancún MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Bonampak MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Riviera Maya MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Zac Nicté MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-25	Peninsular
Total			**601.6**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

P19-BC1 Tijuana I Banco 4 (Proyecto Terminado)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tijuana I Banco 4 /1,2	4	T	300	230/115/69	abr-23	20-dic-24	Baja California
Total			**300**				

T. Transformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

2/ Operación inicial en 230/69 kV

M19- Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecnológico	Arreglo de Barras	-----	230	ene-19	dic-29	Baja California
Total		**-----**				

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2021 (febrero)

P20-OR1 Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II entronque Coatzacoalcos - Pajaritos II (73040)	115	2	7.2	abr-19	nov-28	Oriental
Total			**7.2**			

P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente	115	1	65.0	jun-19	nov-27	Oriental
Total			**65.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Angostura Banco 6 (sustitución)	4	T	500.0	400/115	jun-19	nov-27	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Reubicación de LT Tlajomulco - Atequiza (A3L90)	400	1	0.1	abr-26	mar-27	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Atequiza Banco 6	3	AT	300.0	400/230	abr-26	mar-27	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxcacuesco entronque Manzanillo – A3230 – Acatlán	400	2	0.2	jun-26	jul-28	Occidental
Tuxcacuesco entronque Autlán – 73300 – El Grullo	115	2	70.0	jun-26	jul-28	Occidental
Tuxcacuesco – Juan Rulfo	115	1	10.5	jun-26	jul-28	Occidental
Total			**80.7**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxcacuesco Banco 1	4	T	125.0	400/115	abr-26	feb-28	Occidental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sayula MVAr	Capacitor	115	15	jun-26	jul-28	Occidental
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	15	jun-26	jul-28	Occidental
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5	jun-26	jul-28	Occidental
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60	jun-26	jul-28	Occidental
Total			**97.5**			

P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0	abr-20	jul-27	Occidental
Guadalajara II – Parque Industrial	69	1	4.0	abr-20	jul-27	Occidental
Castillo – Parque Industrial (recalibración) /1	69	1	12.15	abr-20	jul-27	Occidental
Total			**22.15**			

1/ En caso de que las estructuras no soporten el nuevo conductor, la LT deberá recalibrarse con un conductor de alta temperatura que tenga una cargabilidad equivalente al de un 795 KCM tipo ACSR.

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara II Banco 5	3	T	33.33	230/69	abr-20	jul-27	Occidental
Total			**100.0**				

T. Transformador

P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW - San Luis Potosí	230	2	7.3	abr-25	abr-29	Occidental
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente - San Luis Potosí	230	2	0.4	abr-25	abr-29	Occidental
Laguna San Vicente II entronque La Pila - Maniobras WTC y La Pila - Barracuda	115	4	9.8	abr-25	abr-29	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik	115	1	3.7	abr-25	abr-29	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik (parques industriales)	115	1	4.7	abr-25	abr-29	Occidental
Modernización San Luis Industrial San Luis Potosí	115	1	1.2	abr-25	abr-29	Occidental
Total			**27.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-29	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Seis de Abril – Mar de Cortés /1	230	1	104.0	abr-24	ago-27	Noroeste
LT Mar de Cortés entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco /2,3	230	2	0.1	abr-24	ago-27	Noroeste
LT Mar de Cortés entronque Maniobras Fresnillo – Puerto Peñasco /2	115	2	0.3	abr-24	ago-27	Noroeste
LT Oriente entronque Puerto Peñasco – Seis de Abril /2	115	2	4.3	abr-24	ago-27	Noroeste
Total			**4.7**			

1/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas.

2/ Tendido de los dos circuitos

3/ El circuito del entronque hacia la SE Puerto Peñasco operará en 115 kV

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mar de Cortés Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr-24	ago-27	Noroeste
Total			**300**				

AT. Autotransformador

1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mar de Cortés MVAr (Reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	ago-27	Noroeste
Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	ago-27	Noroeste
Total			**43.5**			

P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Hermosillo Loma - Derivación Quiroga 1/	115	2	13.0	abr-24	jul-27	Noroeste
LT Derivación Quiroga - Punto de Inflexión Quiroga 2/	115	2	1.5	abr-24	jul-27	Noroeste
LTCPS Punto de Inflexión Quiroga - Quiroga 3/	115	1	1.0	abr-24	jul-27	Noroeste
Total			**15.5**			

1/ Tendido del primer circuito

2/ Tendido del segundo circuito

3/ Tendido del primer circuito en poste troncocónico

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Loma Banco 2	3	AT	225	230/115 kV	abr-24	jul-27	Noroeste
Total			**225**				

AT. Autotransformador

P20-NO3 Juan José Ríos MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juan José Ríos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	26-feb-25	Noroeste
Total			**22.5**			

P20-NO4 Cerro Cañedo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Cañedo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	nov-29	Noroeste
Total			**15.0**			

P20-NO5 Pericos MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Subestación Eléctrica Pericos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	20-dic-23	Noroeste
Total			**22.5**			

P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la Zona Mazatlán

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos (MZD-AT4) /1	4	AT	300	230/115 kV	abr-24	abr-27	Noroeste
Mazatlán Dos (MZD-AT5)	3	AT	225	230/115 kV	abr-24	abr-27	Noroeste
El Habal (Traslado y Sustitución) /2,3	3	AT	133	230/115 kV	abr-24	abr-27	Noroeste
Total			**658**				

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA
2/ El traslado y sustitución (Las metas físicas no se incrementan motivado a que únicamente se reubican los equipos existentes
3/Considera de trasladar los AT existentes en SE Mazatlán Dos a la SE El Habal (Fase de reserva 33.3 MVA)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos MVAr (reactor de barra) 1/	Reactor	400	100 (Ind.)	abr-24	dic-27	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30 (Ind.)	abr-24	dic-27	Noroeste
Total			**130.0**			

1/ Considera fase de reserva de 25 MVA
Ind. Inductivo

P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán

Transmisión (Zona Hermosillo)	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
1 - Hermosillo Cuatro – Rio Sonora /7,8	115	1	0.17	abr-20	ene-27	Noroeste
1 - Hermosillo Cuatro – Rio Sonora /3,4,6	115	1	2.58	abr-20	ene-27	Noroeste
2 - Hermosillo Uno – Río Sonora /3,4,6	115	1	5.68	abr-20	ene-27	Noroeste
2 - Hermosillo Uno – Río Sonora /7,8	115	1	0.17	abr-20	ene-27	Noroeste
3 - Pueblitos – Ladrilleras /1,2	115	1	0.1	abr-20	ene-27	Noroeste
4 - Hermosillo Cereso – Villas del Pitic /1,5	115	1	4.83	abr-20	ene-27	Noroeste
Total			**13.53**			

1/ Construcción tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Utilizar línea existente en desuso Cable 795 ACSR.
4/ Tendido del segundo circuito Cable 795 ACSR.
5/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA
6/ Cambio del módulo subterráneo a aéreo en SE Río Sonora.
7/ Construcción de línea de transmisión PT
8/ Cable 795 ACSR.

Transmisión (Zona Obregón)	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
5 - Tetabiate – Obregón Uno /1,2,3,4	115	1	3.2	abr-20	ene-27	Noroeste
6 - Banderas – Ciudad Obregón Tres /1,2	115	1	0.493	abr-20	ene-27	Noroeste
Total			**3.69**			

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Construcción de línea de transmisión PT
4/ Cable 795 ACSR.

Transmisión (Zona Los Mochis)	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
7 - Los Mochis Tres – Centenario /1	115	1	8.6	abr-20	ene-27	Noroeste
7 - Los Mochis Tres – Centenario /2,3,4,5,6	115	2	3.5	abr-20	ene-27	Noroeste
Total			**12.10**			

1/ Tendido del segundo circuito
2/ Construcción de línea de transmisión PT
3/ Cable 795 ACSR.
4/ Transición aérea subterránea a la llegada SE
5/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA
6/ Tendido del primer circuito

Transmisión (Zona Culiacán)	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
8 - Culiacán Milénium – La Higuera /1,2	115	1	2.5	abr-20	abr-26	Noroeste
9 - Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milénium /1,2,5	115	1	2.3	abr-20	abr-26	Noroeste
9 - Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milénium /3,4	115	1	1.1	abr-20	abr-26	Noroeste
10 - Culiacán Uno – Tres Ríos /1,2	115	1	0.15	abr-20	abr-26	Noroeste
Total			**6.05**			

1/ Construcción de línea de transmisión PT
2/ Cable 795 ACSR
3/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
4/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA
5/ Transición aérea subterránea

Transmisión (Zona Mazatlán)	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
11 - Mazatlán Centro - Mazatlán Del Mar /1,2	115	1	4.37	abr-20	abr-26	Noroeste
Total			**4.37**			

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

M20-NO1 - Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conexión de Alimentador a LT Nueva San Rafael Ampliación - Bamoa	115	1	0.2	abr-22	nov-29	Noroeste
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Completar Bahía en SE San Rafael Ampliación	Bahía	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario	1 Interruptor, 3 Cuchillas, 3 TC, 3 TP, 3 Apartarrayos	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Instalación de Tablero PCyM	Bahía LT 73xx0 SE Bamoa	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Extensión de Bus Auxiliar	Bahía LT 73xx0 SE Bamoa	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Total		-----				

M20-NO2 - Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Eliminar Derivación del Transformador 1 (T1) y Transformador 2 (T2) de la SE San Rafael conectado en la LT Guamúchil-73730-San Rafael Ampliación	115	1	-----	abr-22	nov-29	Noroeste
Total						

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Instalación de estructura Mayor y Menor	Bus 2 niveles, Bahías T1 y T2, Bahía 73730	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario con estructura menor	1 Interruptor, 3 Cuchillas, 3 TC, 3 TP, 3 Apartarrayos	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Instalación de Tablero PCyM	Tablero	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Extensión de Bus Principal y Bus Auxiliar	En SE SRA y SE SRF	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Tablero 75B-115kV con 2 zonas de protección	Bus Principal y Bus Auxiliar	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Total		**-----**				

M20-NO3 - Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Eliminar derivación de SE Salvador Alvarado en la LT Guamúchil a San Rafael (LST 73730 GML-SRF). Tramo SAA-GML	115	1	0.25	abr-22	nov-29	Noroeste
Eliminar derivación de SE Salvador Alvarado en la LT Guamúchil a San Rafael (LST 73730 GML-SRF). Tramo SAA-SRF	115	1	0.25	abr-22	nov-29	Noroeste
Total			**0.5**			

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Instalación de estructura Mayor	Bus 2 niveles, Bahías GML-73730- SAA, Bahía SRF-73XX0-SAA, SAA-72010, SAA 77010	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario con estructura menor	3 Interruptor, 8 Cuchillas, 3 TC, 9 TP, 6 Apartarrayos, 12 AI's	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Tablero Registrador de disturbios	Tablero	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Protección 87B-115kV	Dos zonas de protección	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Tablero 75B-115kV con 2 zonas de protección	Bus Principal y Bus Auxiliar	-----	115	abr-22	nov-29	Noroeste
Total		**-----**				

P20-NT1 Soporte de tensión para la región Mesteñas

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oasis STATCOM	STATCOM	115	40(Ind.) /40(Cap.)	abr-20	feb-28	Norte
Mesteñas MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	feb-28	Norte
El Trébol MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	feb-28	Norte
Total			**125.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar entronque San Buenaventura - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	ago-27	Norte
Maniobras María Solar entronque Galeana - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	ago-27	Norte
Total			**1.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-20	ago-27	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Gavilán MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Villa Ahumada MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Valle Esperanza MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
El Capulín MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Monteverde MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Vado Santa María MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	ago-27	Norte
Total			**105.0**			

P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Laredo STATCOM	STATCOM	138	50(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	oct-27	Noreste
Falcón México MVAr	Capacitor	138	18	abr-20	oct-27	Noreste
Total			**268**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Potencia - Matamoros / 4	138	2	14.0	abr-23	mar-28	Noreste
Matamoros Potencia - Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	mar-28	Noreste
Total			**38.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	mar-28	Noreste
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Sur MVAr	Capacitor	138	18.0	abr-23	mar-28	Noreste
Total			**18.0**			

P20-PE1 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida – Umán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	8.6	abr-20	oct-26	Peninsular
Total			**8.6**			

P20-PE2 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ticul I - Tekax II	115	1	33.0	abr-23	abr-30	Peninsular
Ticul Potencia - Ticul I / 5	115	1	1.2	abr-23	abr-30	Peninsular
Total			**34.2**			

5/ Recalibración

P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Leona Vicario entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	82.0	abr-23	oct-25	Peninsular
Leona Vicario – Kohunlich	115	2	14.8	abr-23	oct-25	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché / 3, 12	115	2	7.0	abr-23	oct-25	Peninsular
Leona Vicario - Kekén / 3, 12	115	2	10.6	abr-23	oct-25	Peninsular
Canek - Kohunlich / 5	115	1	5.7	abr-23	oct-25	Peninsular
Total			**120.1**			

3/ Tendido del primer circuito
5/ Recalibración
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-23	oct-25	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Leona Vicario MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-23	oct-25	Peninsular
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-23	oct-25	Peninsular
Total			**466.6**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

P20-BC1 Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Quintín MVAr	STATCOM	115	30 (Ind.) / 30 (Cap.)	abr-23	dic-27	Baja California
Total			**60.0**			

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Quintín /1	Alimentador Ampliación	1	115	abr-23	dic-27	Baja California
San Quintín (Alimentador del STATCOM)	Alimentador Ampliación	1	115	abr-23	dic-27	Baja California
Total		**2**				

1/ Normalización de la LT San Quintín - 73130 - Cañón

M20-BC1 - Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cambio de arreglo de Barra en SE Ciprés	Bus de 115 y 230 kV	-----	230-115	abr-20	dic-29	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario	15 Cuchillas, 12 TC, 12 TP, 28 AS	-----	230-115	abr-20	dic-29	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	Sección DB-PA-SX y Sección IA-PA-SX	-----	230-115	abr-20	dic-29	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	Cimentaciones, Estructuras menores, varias.	-----	230-115	abr-20	dic-29	Baja California
Total		**-----**				

M20-BC2 - Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Potencia Banco 4	3	AT	225	230/115/69	abr-20	mar-29	Baja California
Total			**225**				

AT. Autotransformador

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cambio de arreglo de Barras en SE. Panamericana Potencia	Bus de 115 y 230 kV.	1	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 115 kV	Cuchillas	10	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Transformador de Corriente	6	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Transformador de Potencia	27	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Aisladores de Soporte	14	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 230 kV	Cuchillas	4	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Transformador de Corriente	6	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Transformador de Potencia	6	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
	Aisladores de Soporte	12	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	Sección DB-PA-SX y Sección IA-PA-SX	12	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	1	230-115	abr-20	mar-29	Baja California
Total		-----				

P20-BS1 Compensación Capacitiva en la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Monte Real MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	jul-26	SI Baja California Sur
Buena Vista MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	jul-26	SI Baja California Sur
Total			**22.5**			

P20-BS2 Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar - Monte Real /1	115	2	16.0	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Total			**16.0**			

1/ Tendido del primer circuito

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar Banco 3 1/	4	AT	300	230/115	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Total			**300**				

AT. Autotransformador

1/ Incluye una fase de reserva de 75 MVA

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Monte Real	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-24	jul-27	SI Baja California Sur
Total		**2**				

P20-BS3 Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-24	nov-28	SI Baja California Sur
Total			**100.0**			

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo

CFE20-VAC-R Obras de Refuerzo CCC Valladolid (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escárcega Potencia MVAr	Reactor	400	100.0	ene-23	19-dic-23	Peninsular
Total			**100.0**			

CFE20-MDC-R Obras de Refuerzo CCC Mérida (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Poniente - Caucel Potencia (73570) / 5	115	1	4.9	ene-24	05-mar-25	Peninsular
Poniente - Caucel Potencia (73590) / 5	115	1	4.9	ene-24	05-mar-25	Peninsular
Total			**9.8**			

5/ Recalibración

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mérida II MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0 1x15.0	ene-24	05-mar-25	Peninsular
Sur MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	05-mar-25	Peninsular
Total			**75.0**			

CFE20-GCC-R Obras de Refuerzo CCC González Ortega

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Herradura - La Rosita (entronque Wisteria) /1,2	400	2	225.6	sep-22	sep-25	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno	230	2	32.6	sep-22	sep-25	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro /3	161	2	----	sep-22	sep-25	Baja California
Total			**258.2**			

1/ Operación inicial en 230 kV, aislada en 400 kV
2/ Considera la conectividad de la LT Wisteria – La Rosita a la nueva LT Herradura - La Rosita para formar la LT Wisteria – Herradura
3/ Obra realizada previamente

CFE20-ESL-R Obras de Refuerzo CCC San Luis Río Colorado

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Prieto Dos - Sánchez Taboada /1		2	35.1	oct-23	jul-25	Baja California
Ruiz Cortines entronque Derivación Ruiz Cortines - Parque Industrial /2,3		2	4.2	oct-23	jul-25	Baja California
Cerro Prieto Tres - Derivación Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines /3, 4		1	-----	oct-23	jul-25	Baja California
Total			**39.3**			

1/ Tendido del segundo circuito

2/ Se forman dos LT Ruiz Cortines - Parque Industrial en 230 kV y la segunda LT Ruiz Cortines - Hidalgo en 161 kV

3/ Cambio de tensión de operación de 161 kV a 230 kV (tramo aislado a 230 kV)

4/ Cambio de punto de conexión de la LT CPU-RZC 161 kV de la SE CPU en 161 kV a la SE CPT en 230 kV formando la LT CPT-RZC en 230 kV

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ruiz Cortines Banco 1 (traslado) /1	4	AT	300	230/161	oct-23	jul-25	Baja California
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225	230/161	oct-23	jul-25	Baja California
Parque Industrial Banco 3 (sustitución)	1	T	40	230/13.8	oct-23	jul-25	Baja California
Total			**565**				

T. Transformador

AT. Autotransformador

1/ Incluye fase de reserva de 75 MVA

CFE20-PCC SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de Refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur”)

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Olas Altas Banco 2 /1	3	AT	100	230/115	oct-23	17-dic-24	SI Baja California Sur
Total			**100**				

AT. Autotransformador

1/ El proyecto presentó cambio de alcance y se realizó el 12 de diciembre de 2024

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2021 (julio)

P21-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Teotihuacán - Texcoco (repotenciación)	400	2	32.14	feb-21	abr-30	Central
Total			**32.14**			

P21-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	sep-27	Oriental
Huixtla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	sep-27	Oriental
Total			**200.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Industrial Cuautla Dos (73180)	115	2	2.0	abr-20	dic-28	Oriental
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Tepalcingo (73150)	115	2	2.0	abr-20	dic-28	Oriental
Total			**4.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciclo Combinado Centro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	dic-28	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

P21-OR3 Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Veracruz II - Tamarindo II / 4	115	2	36.0	abr-20	dic-29	Oriental
Total			**36.0**			

P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Potencia - Querétaro Sur (73720) (repotenciación)	115	1	5.0	abr-21	may-27	Occidental
Satélite - La Loma (73110) (repotenciación)	115	1	0.8	abr-21	may-27	Occidental
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-21	may-27	Occidental
Total			**6.2**			

P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Juan II Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-21	nov-28	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Capilla de Guadalupe MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	mar-29	Occidental
Tepatitlán MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	mar-29	Occidental
Peñuelas MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	mar-29	Occidental
Total			**55.5**			

P21-OC3 Soporte de tensión para la zona Minas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas entronque La Venta - Santa Rosa (63970)	69	2	0.2	abr-22	dic-28	Occidental
Minas – Entronque Amatitán -Tala (actual Tala - Santa Rosa 63980)	69	2	0.2	abr-22	dic-28	Occidental
Total			**0.4**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-22	dic-28	Occidental
La Vega MVAr	Capacitor	69	5.0	abr-22	dic-28	Occidental
Estancita MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-22	dic-28	Occidental
Total			**18.1**			

P21-OC4 Incremento de transformación en la zona Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Otomí entronque Las Delicias - Querétaro Potencia (93300)	230	2	10.68	abr-27	dic-28	Occidental
Otomí - Colinas de Apaseo / 1	115	2	5.10	abr-27	dic-28	Occidental
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) (repotenciación)	115	1	1.40	abr-27	dic-28	Occidental
Otomí entronque La Loma - Querétaro Poniente (73860)	115	2	10.32	abr-27	dic-28	Occidental
Conín - Zibata / 1	115	2	9.96	abr-27	dic-28	Occidental
Total			**37.46**			

1/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Otomí Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-27	dic-28	Occidental
Conín Banco 3	3	AT	225.0	230/115	abr-27	dic-28	Occidental
Total			**525.0**				

AT. Autotransformador

P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
León Oriente - San Carlos / 1	115	1	0.95	abr-24	dic-28	Occidental
León Oriente - San Carlos / 2	115	1	5.15	abr-24	dic-28	Occidental
Total			**6.1**			

1/ Tendido del primer circuito

2/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Michelin MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-28	Occidental
Total			**15.0**			

P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Blanco - Vallejo / 1	400	1	90.0	abr-22	abr-29	Occidental
Vallejo entronque Vallarta Potencia - Nuevo Vallarta	230	2	40.0	abr-22	abr-29	Occidental
Total			**130.0**			

1/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Vallejo Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-29	Occidental
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Vallejo MVAr	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-29	Occidental
Total			**66.7**			

P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Cruz MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	nov-29	Noroeste
Total			**15.0**			

P21-NO2 Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Dorado MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	nov-29	Noroeste
Total			**15.0**			

P21-NO3 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines / 1	115	1	1.0	abr-25	nov-29	Noroeste
Total			**1.0**			

1/ Sustitución de tramo con cable de potencia subterráneo por tramo aéreo

P21-NO4 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Mazatlán Tecnológico Entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Norte en 115 kV / 1, 2, 3	115	2	6.62	abr-25	mar-30
Total			**6.62**		

1/ Sustitución de tramo de cable subterráneo a disposición aérea
2/ Incluye adecuaciones a módulos híbridos existentes por cambio de acometida subterránea a aérea
3/ La reevaluación del proyecto se realizó considerando la FEOF en octubre de 2027

I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui - Culiacán Poniente /2,5	400	2	237.6	abr-21	ene-26	Noroeste
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /3,5	400	2	294.8	abr-21	feb-26	Noroeste
Mazatlán Dos - Tepic Dos /4,5	400	2	277.2	abr-21	mar-26	Noroeste
Tepic Dos - Cerro Blanco /4,5	400	2	50.6	abr-21	mar-26	Noroeste
Total			**860.2**			

2 / Fase 2 – Etapa 1 (Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
3 / Fase 2 – Etapa 2 Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
4 / Fase 2 – Etapa 3 Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
5 / Se actualizan las Metas Físicas con base en informe Pormenorizado del 31- Oct-2024

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Empalme CC Banco 1 /5,6	4	AT	600.0	400/230	abr-30	Nov-30	Noroeste
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador
5 / La Transportista no reporta en informe Pormenorizado del 31- Oct-2024
6 / Se encuentra en etapa de Estudios

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui MVAr (reactor de línea) /2	Reactor	400	75.0	abr-21	ene-26	Noroeste
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea) /3	Reactor	400	100.0	abr-21	feb-26	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea) /4	Reactor	400	75.0	abr-21	mar-26	Noroeste
Mazatlán Dos STATCOM /1	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Noroeste
Primero de Mayo STATCOM /1	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Occidental
Seri STATCOM / 1	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	ene-26	Noroeste
Nuevo Casas Grandes STATCOM /1	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-26	Norte
Total			**2450.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
1 / Fase 1 (Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
2 / Fase 2 – Etapa 1 (Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
3 / Fase 2 – Etapa 2 Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)
4 / Fase 2 – Etapa 3 Ejecución o Construcción FIDEICOMISO)

P21-NE1 Incremento de capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Victoria

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Güémez - Olivo (73520) (recalibración)	115	1	13.5	abr-21	abr-30	Noreste
Güémez - Libertad (73560) (recalibración)	115	1	20.0	abr-21	abr-30	Noreste
Total			**33.5**			

P21-PE1 Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lerma Banco 9	3	AT	225.0	230/115	abr-25	dic-28	Peninsular
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Metrópoli Potencia Banco 5 / 1	4	AT	300.0	230//115/69	abr-25	mar-29	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

P21-BC2 Compensación capacitiva en la zona Tecate

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecate Uno MVAr / 1,2	Capacitor	115	30.0	abr-25	ago-26	Baja California
Total			**30.0**			

1/ Operación Inicial en 69 kV

2/ Actualización de Metas Físicas por reevaluación de proyecto

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2022

P22-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Los Ríos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Ríos entronque Macuspana II – Santa Lucia (93810)	230	2	0.2	abr-21	ago-26	Oriental
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Ríos Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-21	ago-26	Oriental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lacanjá MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-21	ago-26	Oriental
Total			**7.5**			

P22-OR2 Compensación capacitiva en la zona Villahermosa

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	dic-29	Oriental
Tabasquillo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	dic-29	Oriental
Total			**15.0**			

P22-OR3 Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Coapan MVAr 1/	Capacitor	115	7.5	abr-21	jul-26	Oriental
Zinacatepec MVAr	Capacitor	115	15	abr-21	jul-26	Oriental
Total			**22.5**			

P22-OC1 Atención al suministro en la zona Vallarta

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Vallarta Banco 2	3	AT	75	230/115	abr-25	ago-26	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abasolo II entronque Abasolo – Pueblo Nuevo (73610)	115	2	0.2	abr-26	may-27	Occidental
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Fresas Banco 2	3	AT	125.0	400/115	abr-26	may-27	Occidental
Total			**375.0**				

AT. Transformador

Equipo Primario	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Abasolo II	Alimentador ampliación	2	115	abr-26	may-27	Occidental
Silao Potencia	Interruptor sustitución	3	230	abr-26	may-27	Occidental
Irapuato II	Interruptor sustitución	8	115	abr-26	may-27	Occidental
Irapuato II	Cuchilla sustitución	4	230	abr-26	may-27	Occidental
Silao Potencia	Cuchilla sustitución	1	230	abr-26	may-27	Occidental
Irapuato II	Cuchilla sustitución	14	115	abr-26	may-27	Occidental
Irapuato II	Cuchilla sustitución	3	115	abr-26	may-27	Occidental
Las Fresas	Bus sustitución	1	115	abr-26	may-27	Occidental
Total		**36**				

P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Peñitas MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	ago-26	Occidental
Acaponeta MVAr	Capacitor	115	12	abr-26	ago-26	Occidental
Total			**27.0**			

P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Caimanero entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	230	2	16.0	abr-27	dic-28	Noroeste
LT derivación Caimanero entronque Guasave – Santa María (Futura)	115	2	6.0	abr-27	dic-28	Noroeste
LT Caimanero - Bamoa	115	1	22.0	abr-27	dic-28	Noroeste
Total			**44.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Caimanero Banco 1 (aledaña a la futura SE Naranjo)	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	dic-28	Noroeste
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P22-NO2 Compensación Capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navolato MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-27	nov-29	Noroeste
Total			**22.5**			

P22-NO3 Compensación Capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oasis MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	nov-29	Noroeste
Total			**22.5**			

P22-NT1 Paso del Norte Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-26	oct-26	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Norte MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	oct-26	Norte
Reforma MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	oct-26	Norte
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	oct-26	Norte
Médanos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	oct-26	Norte
Libertad MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	oct-26	Norte
Total			**105.0**			

P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chihuahua Norte MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-24	dic-26	Norte
División del Norte MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-26	Norte
Avalos MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-26	Norte
Chuviscar MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-26	Norte
El Sauz MVAr (Traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-26	Norte
Chihuahua Planta MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Menonitas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-26	Norte
Maniobras Treinta y Cuatro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Manitoba MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Total			**215.0**			

P22-NT3 Soporte de Tensión en zona Camargo

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jiménez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Puerto Justo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Río Florido MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Abraham González MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-26	Norte
Santa María del Oro MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-26	Norte
Bolívar MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-26	Norte
Total			**80.0**			

P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Novillos Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	ago-26	Noreste
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P22-BC1 Compensación Capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tijuana Uno MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	sep-26	Baja California
Francisco Villa MVAr 1/	Capacitor	115	24.3	abr-24	sep-26	Baja California
Lago MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	sep-26	Baja California
Seminario MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	sep-26	Baja California
Durazno MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	sep-26	Baja California
Total			**105.3**			

1/ Operación Inicial en 69 kV

2/ Sustitución de celdas capacitivas

P22-BC2 Compensación en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	nov-26	Baja California
La Joya MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	nov-26	Baja California
Popotla MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	nov-26	Baja California
Total			**52.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2023

P23-OR1 Suministro de energía eléctrica en Tabasco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pichucalco entronque Reforma – Mezcalapa (73R10)	115	2	60	dic-29	abr-30	Oriental
Teapa Tabasco entronque Kilometro Veinte – Tacotalpa (73460)	115	1	1.5	dic-29	abr-30	Oriental
Total			**61.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso	4	T	75.0	400/115	dic-29	abr-30	Oriental
Total			**300.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-29	abr-30	Oriental
Total			**7.5**			

P23-OC1 Compensación reactiva en la red de 400 kV Gerencia Occidental

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manzanillo /1	Reactor	400	100.0	abr-27	mar-30	Occidental
Tapeixtles /1	Reactor	400	100.0	abr-27	mar-30	Occidental
Mazamitla /2	Reactor	400	66.66	abr-27	mar-30	Occidental
Total			**15.0**			

/1 incluye fase de reserva 1x25 MVAr
/2 Incluye fase de reserva 1x16.66 MVAr

P23-OC2 Incremento en la Transformación de la Zona Colima

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Colomo Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-27	abr-30	Occidental
Colima II Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-27	abr-30	Occidental
Total			**200.0**				

AT. Autotransformador

P23-NO1 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina – Venadillo y LT Marina Mazatlán Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Poniente - Santa Fe 1/	115	2	0.8	abr-28	nov-29	Noroeste
Total			**0.8**			

1/ Considera una nueva LT en forma aérea

P23-NO2 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Culiacán Poniente – Tres Ríos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Marina entronque Venadillo - Mazatlán Norte 1/	115	1	9.1	abr-28	nov-29	Noroeste
Tres Ríos - Santa Fe 1/	115	1	2.0	abr-28	nov-29	Noroeste
Total			**11.1**			

1/ Recalibrar tramo 477 ACSR a 795 ACSR

I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste- Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT 93420 Moctezuma-El Encino (Cambio de nivel de tensión de 230 a 400 kV)	400	1		abr-28	oct-29	Norte
LT Moctezuma-Chuviscar, dos circuitos dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil, tendido del primero	400	1	187.0	abr-28	oct-29	Norte
LT El Encino - Hércules Potencia, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	219.0	abr-28	oct-29	Norte
LT Hércules Potencia - Rio Escondido, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	355.0	abr-28	oct-29	Norte
LT El Encino II - entronque LT Francisco Villa a Camargo Dos, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	70.0	abr-28	oct-29	Norte
LT Torreón Sur - Derramadero, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	238.0	abr-28	oct-29	Norte
Total			**1069.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Moctezuma Banco AT07, 3AT-1F_3x125	1	AT	375.0	400/230	abr-28	oct-29	Norte
El Encino sustitución de AT-01, AT-1F_4x125 (Incluye fase de reserva)	1	AT	500.0	400/230	abr-28	oct-29	Norte
El Encino sustitución de AT-02 y AT-03, AT-1F_3x125	2	AT	700.0	400/230	abr-28	oct-29	Norte
Total			**1625.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Moctezuma Reactor de Línea	Reactor	400	75.0	abr-28	oct-29	Norte
El Encino Reactor de Línea	Reactor	400	100.0	abr-28	oct-29	Norte
Hércules Potencia Reactor de Línea	Reactor	400	150.0	abr-28	oct-29	Norte
Hércules Potencia Reactor de Barra (incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	abr-28	oct-29	Norte
Río Escondido Reactor de Barra	Reactor	400	75.0	abr-28	oct-29	Norte
Torreón Sur (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	abr-28	oct-29	Norte
Total			**666.66**			

P23-NT1 Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	mar-30	Norte
John Deere MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	mar-30	Norte
Viñedos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	mar-30	Norte
Bermejillo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	mar-30	Norte
Parras (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-27	mar-30	Norte
Total			**67.5**			

Cap. Capacitivo

P23-NT2 Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jerónimo Ortiz Martínez MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-27	mar-30	Norte
Amado Nervo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	mar-30	Norte
Vicente Guerrero MVAr (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-27	mar-30	Norte
Sombrerete MVAr (Incremento)	Capacitor	115	75	abr-27	mar-30	Norte
Total			**67.5**			

Cap. Capacitivo

P23-BC1 Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia entronque Cerro Prieto Dos - Chapultepec (93470)	230	2	11.0	abr-25	mar-30	Baja California
Total			**11.0**			

P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona ensenada

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-27	mar-27	Baja California
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P23-BS1 Incremento en la confiabilidad de transmisión entre las zonas La Paz – Los Cabos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Olas Altas – Turbogás Los Cabos / 1	230	2	140.0	abr-28	dic-28	Baja California
Total			**140.0**			

1/. Tendido del primer circuito

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2024

P24-OR1 Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tonalá	Capacitor	115	7.5	abr-23	mar-31	Oriental
Villaflores Dos	Capacitor	115	7.5	abr-23	mar-31	Oriental
Arriaga	Capacitor	115	15.0	abr-23	mar-31	Oriental
Total			**30.0**			

P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal entronque Morelia Potencia – 73320 – Crisoba	115	2	8.0	abr-29	nov-30	Occidental
Morelia Potencia – Santiaguito 1/	115	1	10.0	abr-29	nov-30	Occidental
Total			**18.0**			

1/ Circuito existente, solo se considera la puesta en operación

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelia Potencia	1	AT	100.0	230/115	abr-29	nov-30	Occidental
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pátzcuaro Norte MVAr 2/	Capacitor	115	9.0	abr-29	nov-30	Occidental
Lagunillas MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-29	nov-30	Occidental
Morelia Industrial MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	nov-30	Occidental
Total			**61.5**			

2/ Traslado, banco existente en la SE Lagunillas

P24-OC2 Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Interior entronque León IV – Silao Potencia (93450)	230	2	20.0	abr-29	dic-27	Occidental
Total			**20.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Interior	4	AT	75.0	230/115	abr-29	dic-27	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P24-OC3 Suministro de Energía para la Región Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Blanco-73OC0-La Esperanza repotenciación /1	115	1	2.0	abr-28	jun-27	Occidental
Aerotech-73OC0-Vynmsa Querétaro mediante la conexión de la LT Aeroespacial-73A60-Aeroespacial con LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro	115	1	0.6	abr-28	jun-27	Occidental
El Blanco Maniobras-73OC0-Vynmsa Querétaro /1	115	1	13.6	abr-28	jun-27	Occidental
Aeroespacial entronque El Blanco -73OC0-Vynmsa Querétaro	115	2	2.0	abr-28	jun-27	Occidental
Toyota Maniobras entronque Celaya II-93470-Querétaro Potencia	230	2	13.0	abr-28	jun-27	Occidental
Montenegro entronque Querétaro I -93100- Las Delicias	230	2	3.0	abr-28	jun-27	Occidental
Querétaro Potencia- 73610- Tejeda y Tejeda-73840-Querétaro Maniobras recalibración tramo subterráneo	115	2	0.2	abr-28	jun-27	Occidental
La Palma entronque Marqués Oriente – 73140 – Parque innovación	115	2	16.6	abr-28	jun-27	Occidental
Parque Innovación-73A30-El Marqués recalibración tramo subterráneo	115	1	0.2	abr-28	jun-27	Occidental
Total			**51.2**			

1/ Tendido del segundo circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Blanco Banco 3	3	T	125	400/115	abr-28	jun-27	Occidental
Montenegro Banco 2	4	AT	75	230/115	abr-28	jun-27	Occidental
Total			**675.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Blanco MVAr /2	STATCOM	115	600 (±300)	abr-28	jun-27	Occidental
Montenegro MVAr	CAPACITOR	115	45	abr-28	jun-27	Occidental
Total			**645.0**			

/2 La Fecha necesaria y factible, así como la definición del punto de conexión podría ser modificada en ejercicios subsecuentes dado el ritmo de crecimiento de demanda de la zona Querétaro y adiciones de capacidad de generación en la región noreste de México

P24-NO1 Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Navojoa Norte – Villa Juárez, Tramo 1	115	1	6.5	abr-29	nov-30	Noroeste
LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente, Tramo A y Tramo B	115	1	1.6	abr-29	nov-30	Noroeste
Total			**8.1**			

P24-NO2 Eliminar restricciones de transmisión al Poniente de la Ciudad de Navojoa

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Huatabampo	115	2	13.0	abr-29	dic-30	Noroeste
Total			**13.0**			

P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas (18 km) / 1	230	2	0.0	abr-27	ago-28	Noroeste
LT Nogales Aeropuerto - ent. Punto de Inflexión Chimeneas / 3,4	230	2	18.0	abr-27	ago-28	Noroeste
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto / 2,3,5	230	2	4.0	abr-27	ago-28	Noroeste
LT Chimeneas - ent. Punto de Inflexión Nogales Norte / 2	115	2	2.0	abr-27	ago-28	Noroeste
LT Chimeneas - Nuevo Nogales / 2,3	115	2	8.0	abr-27	ago-28	Noroeste
LT Nogales Aeropuerto - Nogales (Recalibración) /6	115	1	3.0	abr-27	ago-28	Noroeste
Total			**35.0**			

1/ Circuito existente, solo se considera el cambio de tensión de operación de 115 kV a 230 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Tendido del segundo circuito
4/ Operación inicial en 115 kV
5/ Circuito 1 operará en 115 kV y Circuito 2 operará en 230 kV, ambos aislados en 230 kV
6 / Recalibración de LT, 1C - 1c/F - 1113 kcmil - ACSR, TA

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chimeneas Banco 1 1/	4	AT	75	230/115 kV	abr-27	ago-28	Noroeste
Total			**300**				

AT. Autotransformador
1/ Considera fase de reserva de 75 MVA

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nogales MVAr 1/	Capacitor	115	15.0	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas MVAr 1/	Capacitor	115	22.5	abr-27	ago-28	Noroeste
Nogales Aeropuerto (STATCOM)	STATCOM	230	50 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-27	ago-28	Noroeste
Total			**137.5**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
1/ Incluye alimentador

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nogales (Alimentador LT hacia NGA) / 1	Alimentador (Ampliación)	2	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Nogales (Alimentador LT hacia ISC) / 1	Alimentador (Ampliación)	1	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGA)	Alimentador (Nuevo)	1	230	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGA)	Alimentador (Nuevo)	1	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Alimentador LT hacia NGN)	Alimentador (Nuevo)	1	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Alimentadores LT hacia NNG)	Alimentador (Nuevo)	2	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Amarre de Barras en 230 kV)	Interruptor de Amarre	1	230	abr-27	ago-28	Noroeste
Chimeneas (Amarre de Barras en 115 kV)	Interruptor de Amarre	1	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Nuevo Nogales (Alimentadores LT hacia CHS)	Alimentador (Ampliación)	2	115	abr-27	ago-28	Noroeste
Nogales Aeropuerto (Alimentador LT hacia CHS)	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-27	ago-28	Noroeste
Nogales Aeropuerto (Alimentador STATCOM)	Alimentador (Ampliación)	1	230	abr-27	ago-28	Noroeste
Total		**13**				

P24-NT1 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT apertura de Paso del Norte-93320-Reforma y Norte Cereso-93660-Samalayuca Sur	230	2	12	abr-28	dic-30	Norte
LT Norte Cereso-93630-Terranova	230	1	13	abr-28	dic-30	Norte
Total			**25.0**			

P24-NT2 Aumento en la Capacidad de Subtransmisión en Zona Laguna

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Sur entronque Revolución – Viñedos (73NT0)	115	2	22.0	abr-28	dic-30	Norte
Total			**22.0**			

P24-NE1 Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Américas entronque Las Glorias – Real de Las Palmas (73A80)	115	115	13.9	abr-27	nov-27	Noreste
Total			**13.9**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escobedo Banco 2 (Sustitución)	3	AT	75	230/115	abr-27	mar-27	Noreste
Las Glorias Banco 2	3	AT	125	400/115	abr-27	mar-27	Noreste
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Américas MVAr	Capacitor	115	45	abr-27	mar-27	Noreste
Sabinas Hidalgo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-27	mar-27	Noreste
P. I. Estrella MVAr	Capacitor	115	45	abr-27	mar-27	Noreste
Total			**97.5**			

P24-BC1 Incremento en la capacidad de transmisión en la región San Quintín

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cañón – San Quintín 1/	115	1	70.0	abr-29	nov-30	Baja California
Total			**70.0**			

/1 Tendido del primer circuito

P24-BC2 Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Banco 4	1	T	40.0	115/69	abr-29	abr-31	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Guadalupe MVAr	Capacitor	69	16.2	abr-29	abr-31	Baja California
Total			**16.2**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en agosto de 2018

D18-OR1 Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	4-oct-20	4-oct-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	28-may-21	28-may-21	Oriental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acayucan MVAr	Capacitor	13.8	3.6	28-may-21	28-may-21	Oriental
Total			**3.6**			

D18-OR6 Berriozábal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal entronque Cintalapa II - El Sabino	115	2	0.4	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR7 Tapachula Aeropuerto Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	20-ene-21	20-ene-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto MVAr	Capacitor	13.8	1.2	20-ene-21	20-ene-21	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	19-nov-20	19-nov-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatán MVAr	Capacitor	13.8	1.2	19-nov-20	19-nov-20	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR10 Traconis Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis entronque Kilómetro Veinte - Macuspana II	115	2	32.0	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**32.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OR12 Luis Gil Pérez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez entronque Cactus Switcheo - Tamulté	115	2	2.0	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OC2 Tlajomulco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tlajomulco Banco 2	1	T	60.0	230/23	11-dic-21	11-dic-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tlajomulco MVAr	Capacitor	23	3.6	11-dic-21	11-dic-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC3 Tuzania Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuzania Banco 2	1	T	60.0	230/23	14-ago-21	14-ago-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuzania MVAr	Capacitor	23	3.6	14-ago-21	14-ago-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC5 Bajío Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío entronque Tesistán - Niños Héroes	230	2	4.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**4.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1	1	T	60.0	230/23	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío MVAr	Capacitor	23	3.6	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC6 Campos Banco 1 (SF6) (Proyecto Terminado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos - Terminal de Gas Manzanillo	115	1	0.1	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos Banco 1 (SF6)	1	T	20.0	115/13.8	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**1.2**			

D18-OC7 San Cristóbal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal entronque Jesús del Monte - Reyma	115	2	2.6	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**2.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D18-OC8 Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal - Antea	115	2	9.8	nov-26	No Disponible	Occidental
Total			**9.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-26	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D18-OC9 Valle de Aguascalientes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes entronque Cañada - Margaritas	115	2	12.0	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D18-OC11 Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	15-oct-20	15-oct-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D18-NO1 El Llano Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano Entronque Santa Ana - Oasis	115	2	0.6	nov-25	No Disponible	Noroeste
Total			**0.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	nov -25	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano MVAr	Capacitor	34.5	1.2	nov -25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D18-NO2 Río Sonora Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Sonora Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	19-jun-22	19-jun-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Sonora MVAr	Capacitor	13.8	2.4	19-jun-22	19-jun-22	Noroeste
Total			**2.4**			

D18-NO3 Compuertas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas entronque Louisiana - Los Mochis III / 12	115	2	1.0	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic -25	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic -25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Oriente Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	10-dic-22	10-dic-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	10-dic-22	10-dic-22	Noroeste
Total			**2.4**			

D18-NT1 Campo Setenta y Tres Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres - Menonita	115	1	36.0	may-25	No Disponible	Norte
Total			**36.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	may-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT2 Sauzal Banco 1 (Proyecto Terminado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal entronque Zaragoza - Médanos	115	2	2.4	3-mar-24	No Disponible	Norte
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	3-mar-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	3-mar-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT3 El Capulín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín entronque Janos - Casas Grandes	115	2	18.6	may-25	No Disponible	Norte
Total			**18.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	may-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT5 La Salada Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	30-dic-21	30-dic-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada MVAr	Capacitor	34.5	1.2	30-dic-21	30-dic-21	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT6 Buenavista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista - Ascensión	115	1	25.0	jul-25	No Disponible	Norte
Total			**25.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jul-25	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jul-25	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT7 Lebarón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón - Galeana	115	1	33.5	jun-26	No Disponible	Norte
Total			**33.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-26	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jun-26	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT9 Viñedos Banco 1 (Proyecto Terminado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos entronque Allende - El Perú	115	2	1.0	1-jul-23	No Disponible	Norte
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	1-jul-23	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	1-jul-23	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT11 Cuatro Siglos Banco 1 (Proyecto Terminado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos entronque Fuentes - Tecnológico	115	2	2.0	2-abr-24	No Disponible	Norte
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	2-abr-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	2-abr-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NE2 Tempoal II Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tempoal II Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	18-feb-23	18-feb-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tempoal II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	18-feb-23	18-feb-23	Noreste
Total			**1.2**			

D18-NE3 Laguna de Miralta Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta entronque Tampico - Chairel	115	2	1.0	ago-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D18-NE4 Morelos Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	8-jun-20	8-jun-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	8-jun-20	8-jun-20	Noreste
Total			**1.8**			

D18-PE2 Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	29-dic-20	29-dic-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lázaro Cárdenas MVAr	Capacitor	34.5	1.2	29-dic-20	29-dic-20	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE3 Oxtankah Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chetumal Norte - Oxtankah / 12	115	1	4.0	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**4.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oxtankah Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oxtankah MVAr	Capacitor	13.8	1.2	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE4 Hunxectamán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán entronque Mérida II - Lerma	115	2	1.0	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE5 Alom Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alom Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	16-jul-23	16-jul-23	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alom MVAr	Capacitor	13.8	1.8	16-jul-23	16-jul-23	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE6 Umán Banco 2 Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	4-jul-21	4-jul-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	4-jul-21	4-jul-21	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE7 Xcalacoco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Xcalacoco Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	12-sep-23	12-sep-23	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Xcalacoco MVAr	Capacitor	13.8	1.2	12-sep-23	12-sep-23	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE8 Zac Nicté Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zac Nicté Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	24-may-22	24-may-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zac Nicté MVAr	Capacitor	13.8	1.8	24-may-22	24-may-22	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-BC1 Carranza Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carranza Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	3-mar-22	3-mar-22	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carranza MVAr	Capacitor	13.8	2.4	3-mar-22	3-mar-22	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC2 Pacífico Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pacífico Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	24-may-23	24-may-23	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pacífico MVAr	Capacitor	13.8	1.8	24-may-23	24-may-23	Baja California
Total			**1.8**			

D18-BC3 Victoria Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia - Chapultepec	230	1	11.0	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**11.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC4 La Encantada Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada entronque Metrópoli Potencia - Tijuana I / 14	115	2	0.3	abr-25	No Disponible	Baja California
Total			**0.3**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-25	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D18-BS1 Buena Vista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista entronque El Triunfo - Santiago	115	2	0.2	abr-25	No Disponible	Baja California Sur
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Baja California Sur
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-25	No Disponible	Baja California Sur
Total			**1.2**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en junio de 2019

D18-OR5 Uxpanapa III Banco 2 (antes Sánchez Taboada) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Uxpanapa III Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	11-mar-22	11-mar-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Uxpanapa III Banco 2	Capacitor	34.5	1.2	11-mar-22	11-mar-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	9-nov-22	9-nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tihuatlán II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	9-nov-22	9-nov-22	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR2 Tepeyac Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	5-dic-23	5-dic-23	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac MVAr	Capacitor	13.8	1.8	5-dic-23	5-dic-23	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR3 Zapata Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente entronque Los Ríos Potencia - El Zopo	115	2	2.0	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Perote II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	30-dic-22	30-dic-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D19-OR5 Simojovel Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	25-nov-22	25-nov-22	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel MVAr	Capacitor	13.8	0.6	25-nov-22	25-nov-22	Oriental
Total			**0.6**			

D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	15-dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Toro MVAr	Capacitor	13.8	1.2	15-dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	14-sep-23	14-sep-23	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	14-sep-23	14-sep-23	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OC1 Jauja Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja entronque Tabacalera - Tepic Industrial	115	2	10.4	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**10.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC2 Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro entronque Vallarta I - Nogalito	115	2	3.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**3.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC4 Acatic Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic entronque Tepatitlán - Zapotlanejo Distribución	115	2	0.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC5 Tolimán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juan Rulfo - Tolimán	115	1	13.6	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**13.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tolimán Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tolimán MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC6 Tapalpa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa entronque Sayula - Centro Logístico	115	2	22.0	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**22.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	01-may-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Graciano Sánchez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	01-may-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cortázar Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	nov-26	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cortázar MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC12 Morelos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos entronque León IV - León Alfaro	115	2	6.0	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**6.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Poniente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Carlos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui Banco 1	1	T	40.0	230/34.5	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui MVAr	Capacitor	34.5	2.4	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Munisol Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	16-nov-23	16-nov-23	Noroeste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Munisol MVAr	Capacitor	13.8	0.9	16-nov-23	16-nov-23	Noroeste
Total			**0.9**			

D19-NO3 Santa Fe Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe entronque Culiacán Poniente - Tres Ríos	115	2	2.4	dic-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic -26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic -26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D19-NO4 Tamazula Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula - San Rafael	115	1	12.3	ag-25	No Disponible	Noroeste
Total			**12.3**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-25	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula MVAr	Capacitor	13.8	1.2	ago-25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NO5 Terramara Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara entronque Viñedos - Oasis	115	2	1.2	ago-25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	ago-25	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara MVAr	Capacitor	34.5	1.2	ago-25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Ideal MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Canatlán II Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	may-25	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Canatlán II MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-25	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	17-sep-23	17-sep-23	Norte
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadiana MVAr	Capacitor	13.8	3.6	17-sep-23	17-sep-23	Norte
Total			**3.6**			

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	16-nov-23	16-nov-23	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Alto MVAr	Capacitor	13.8	1.8	16-nov-23	16-nov-23	Noreste
Total			**1.8**			

D19-NE2 San Bartolo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Bartolo entronque Cruz de Ataque - Ixhuatlán	115	1	12.0	jun-25	No Disponible	Noreste
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Bartolo Banco 1	1	T	9.4	115/23	jun-25	No Disponible	Noreste
Total			**9.4**				

T. Transformador

D19-NE3 Tambaca Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tambaca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	22-ene-23	22-ene-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tambaca MVAr	Capacitor	34.5	1.2	22-ene-23	22-ene-23	Noreste
Total			**1.2**			

D19-BC1 Libramiento Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento entronque Parque Industrial San Luis - San Luis Rey	230	2	0.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BC2 González Ortega Banco 3 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	9-jul-23	9-jul-23	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
González Ortega MVAr	Capacitor	13.8	2.4	9-jul-23	9-jul-23	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BS1 Cabo Falso Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	6-jun-24	6-jun-24	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cabo Falso MVAr	Capacitor	13.8	1.8	6-jun-24	6-jun-24	Baja California Sur
Total			**1.8**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en febrero de 2021

D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D20-OR2 San Martín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín entronque Soyaló - San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**28.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D20-OR3 Bachajón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón - Ocosingo	115	1	23.0	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**23.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D20-OR4 Cárdenas Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro entronque Cárdenas - Cárdenas Sur	115	2	9.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**9.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D20-OC2 Carlota Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota entronque Querétaro Sur - Querétaro Potencia	115	2	4.2	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**4.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC3 Satélite Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Satélite Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Satélite MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC4 Los Olivos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Poniente	115	2	6.2	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC5 Los Fresnos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos entronque Guanajuato Sur - Silao Potencia	115	2	3.0	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**3.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato Villas Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato Villas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-NO1 Villa Ángel Flores Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores entronque Culiacán Poniente - La Higuera	115	2	13.0	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**13.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecnológico Hermosillo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	26-jun-24	26-jun-24	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador (en operación de 30 MVA)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecnológico Hermosillo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	26-jun-24	26-jun-24	Noroeste
Total			**2.4**			

D20-NO3 La Primavera Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera entronque Culiacán Potencia - Culiacán Cinco	115	2	0.8	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera MVAr	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D20-NO4 Oriente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NE1 Museo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Museo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Museo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D20-NE2 Zacualtipán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán - Molango	115	1	18.1	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**18.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D20-PE1 Keeh Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh entronque Nizuc - Bonfil	115	2	6.2	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE2 Kohunlich Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kohunlich Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	01-abr-24	01-abr-24	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kohunlich MVAr	Capacitor	13.8	1.8	01-abr-24	01-abr-24	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE3 Tekax II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tekax II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tekax II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.2**			

D20-BC1 Toreo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo entronque Guerrero - Río / 12, 14	115	2	1.4	abr-30	No Disponible	Baja California
Total			**1.4**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo Banco 1 (SF6) / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-30	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV
SF6 Hexafluoruro de Azufre

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-30	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC2 Durazno Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Durazno Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Durazno MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC3 Alamar Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar entronque Frontera - Tijuana I / 14	115	2	0.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**0.8**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente Banco 4	1	T	50.0	161/34.5	abr-27	No Disponible	Baja California
Total			**50.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	34.5	3.0	abr-27	No Disponible	Baja California
Total			**3.0**			

D20-BC5 Panamericana Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC6 Paredones Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	15.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**15.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en abril de 2022

D21-OR2 Cuautla II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuautla II Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuautla II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D21-OR3 Palenque Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Palenque Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	14-nov-23	14-nov-23	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Palenque MVAr	Capacitor	13.8	1.2	14-nov-23	14-nov-23	Oriental
Total			**1.2**			

D21-OR4 La Isla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla entronque Cárdenas Dos - Cactus Switcheo	115	2	2.0	abr-26	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D21-OC1 El Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal entronque San Luis Potosí - Tangamanga / 12	115	2	7.3	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**7.3**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-OC2 Matehuala Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matehuala Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matehuala MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D21-OC4 San Pedro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-OC5 Santiago Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes entronque Ladrilleras – Parque Industrial Hermosillo	115	2	8.0	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**8.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO2 Rolando García Urrea Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rolando García Urrea Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rolando García Urrea MVAr	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO3 Culiacán Centro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Centro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	jun-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Centro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO4 Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente	115	2	4.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**4.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NT1 Meoqui Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Meoqui Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Meoqui MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D21-NT3 Saucito Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Saucito MVAr	Capacitor	23.8	1.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D21-NE1 Tamalín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín entronque Ozuluama - Naranjos	115	2	0.4	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín MVAr	Capacitor	13.8	0.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**0.8**			

D21-NE2 Miramar II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II entronque Santa Amalia - Laguna del Conejo / 12	115	2	6.0	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**6.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE3 Molino Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino entronque Pánuco - Higo Dos	115	2	8.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**8.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE4 Ahuacatlán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Axtla - Ahuacatlán	115	1	23.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**23.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ahuacatlán Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ahuacatlán MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D21-NE5 Las Palmas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas entronque Olivo - Bicentenario / 12	115	2	7.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**7.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE6 Hidalgo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo entronque Infonavit - Chairel / 12	115	2	2.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE7 Laguna Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna entronque Ingenio San Miguel el Naranjo - Valle Alto	115	2	0.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D21-NE8 Sinaí Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí entronque Jarachina - San Cristóbal	138	2	7.36	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**7.36**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE9 Fomerrey 22 Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fomerrey 22 Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fomerrey 22 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D21-NE10 Playa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa entronque Flex América - Refinería Madero / 12	115	2	3.0	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**3.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-PE1 Punta Sam Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Sam Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	18-oct-24	18-oct-24	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Sam MVAr	Capacitor	13.8	1.8	18-oct-24	18-oct-24	Peninsular
Total			**1.8**			

D21-BC1 Valle Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial	230	2	1.0	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D21-BC2 Valle Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado entronque Ciprés - Cementos California	115	2	2.0	abr-27	No Disponible	Baja California
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D21-BC3 Seminario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seminario Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seminario MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D21-BC4 Centenario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centenario Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centenario MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2023

D22-OR1 Tejalpa Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tejalpa Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/23	mar-27	No Disponible	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tejalpa MVAr	Capacitor	23	2.4	mar-27	No Disponible	Oriental
Total			**2.4**			

D22-OR2 Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hueyapan de Ocampo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hueyapan de Ocampo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR3 Soledad de Doblado Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Doblado Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Doblado MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR4 San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec entronque Oaxaca Potencia – Oaxaca II	115	2	0.25	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**0.25**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR5 Periférico Sur Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur entronque Kilómetro Veinte – Villahermosa Poniente	115	2	2.1	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**2.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D22-OR6 Cuauhtémoc Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tabasquillo-Cuauhtémoc	115	1	16.0	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**16.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuauhtémoc Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuauhtémoc MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR7 Malpaso III Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso III Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso III MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OC1 Fluvial Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fluvial Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fluvial MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC2 Valle Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado entronque San Vicente - Jarretaderas	115	2	0.6	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**0.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC3 Matamoros Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros entronque Tecuan – Palo Alto	115	2	2.0	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC4 Las Flores Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores entronque San Luis Potosí – Barracuda	115	2	4.0	ago-27	No Disponible	Noroeste
Total			**4.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-27	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-27	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NO1 Campo Gobierno Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno entronque La Higuera – Costa Rica	115	2	9	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**9.0**			

1/Incluye 3.20 km de poste troncocónico

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NO2 Naranjo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo entronque Leyva Solano – Guasave / 1	115	2	38.2	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**38.2**			

1/Incluye 3.20 km de poste troncocónico

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NE1 Concordia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia entronque San Nicolás - Girasoles	115	2	1.4	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D22-NE2 Lermas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas entronque La Silla – San Roque	115	2	2.0	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas MVAr	Capacitor	13.8	2.4	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D22-BC1 Mexicali Oriente Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D22-BS1 Punta Prieta Banco 1 Sustitución

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Prieta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D23-OR1 Tuxtla Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente entronque Tuxtla Gutiérrez Dos - Grijalva	115	2	2.3	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**2.3**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D23-OR2 Nacajuca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jalpa-Nacajuca	115	2	11	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**11.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nacajuca Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nacajuca MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D23-OR3 Apizaco II Banco 21

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Apizaco II Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	ago-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D23-OR4 Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Entronque Tonantzintla-Chapulco	115	2	0.246	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**0.246**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D23-OC1 Amatitán Banco 1 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Amatitán Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	69/13.8	ago-27	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

D23-OC2 Huanacaxtle Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle entronque Flamingos-Destiladeras	115	2	1.2	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D23-OC3 El Salto Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Banco 2	1	T	40.0	69/23	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto MVAr	Capacitor	23	2.4	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D23-NO1 Agua Zarca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca entronque Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales	115	2	1.0	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D23-NO2 Navojoa Centenario Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca entronque Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales	115	2	0.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 1 / 1	115	1	3.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 2 / 2	115	1	0.65	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**4.85**			

[1/] Tendido del segundo circuito 3.4 km en poste troncocónico
[2/] Cable subterráneo, con ampacidad equivalente a el tramo aéreo en 795 ACSR.

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navojoa Centenario Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navojoa Centenario MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO3 Flores Magón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón entronque Mochis Las Villas – Los Mochis Uno	115	2	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO4 Villas del Cedro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villas del Cedro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villas del Cedro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO5 Zona Dorada Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada entronque Culiacán Tres – Humaya	115	2	1.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO6 Del Mar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Del Mar Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NE1 Providencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia entronque Museo – Valles	115	2	6.0	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**6.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE2 Acuña Dos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acuña Dos Banco 2	1	T	30.0	138/13.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acuña Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE3 Calzada del Sol Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol entronque Escobedo -Estrella	115	2	7.0	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**7.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE4 San Martin Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE5 Matamoros Banco 4 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-27	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE6 Bajío Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1 (Sustitución)	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE7 Tamuín Dos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín II Entronque Anáhuac Potencia-Tamos	115	2	48.6	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**48.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín Dos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín Dos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-PE1 Conkal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal entronque Norte-Kopté	115	2	17.0	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**17.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal MVAr	Capacitor	115	2.4	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**2.4**			

D23-BC1 Valle de Puebla Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Puebla MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D23-BC2 San Simón Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**1.2**			

D23-BS1 Villa Constitución Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**2.4**			

D23-BS2 Puerto Los Cabos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos entronque El Palmar – San José del Cabo	115	2	7.0	abr-29	No Disponible	Baja California Sur
Total			**7.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-29	No Disponible	Baja California Sur
Puerto Los Cabos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Baja California Sur
Total			**16.8**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2024

D24-OR1 El Jobo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Jobo entronque Tuxtla Gutiérrez Dos – Real del Bosque	115	2	5.16	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**5.16**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Jobo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Jobo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D24-OR2 Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Emiliano Zapata Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-28	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Emiliano Zapata MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-28	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D24-OR3 Conchal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conchal entronque Paso del Toro – Mandinga tramo 1	115	1	8.62	abr-29	No Disponible	Oriental
Conchal entronque Paso del Toro – Mandinga tramo 2	115	2	0.5	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**9.12**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conchal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conchal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D24-OR4 Tamarindo Dos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamarindo Dos Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamarindo Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-28	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D24-OR5 Piedras Negras Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Piedras Negras Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Piedras Negras MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-28	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D24-OR6 Rio Medio Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Medio Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Medio MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D24-OC1 La Mora Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Mora Banco 2	1	T	30	115/13.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Mora Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC2 San Luis de la Paz Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis de la Paz Banco 2	1	T	30	115/13.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis de la Paz Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC3 El Gallo Blanco Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Entronque San Ildefonso -73240 -Ezequiel Montes	115	2	0.2	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Gallo Banco 1	1	T	30	115/34.5	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Gallo Banco 1 MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC4 Las Palmas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Entronque Vallarta Potencia -73620 -Muelle	115	2	3.0	may-29	No Disponible	Occidental
Total			**3.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-29	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-29	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC5 Nogalito Banco 1 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nogalito Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-29	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nogalito Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-29	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC6 Rodrigo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Entronque Villa de Reyes Potencia-73810-Logistik	115	2	22.4	abr-29	No Disponible	Occidental
Total			**22.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rodrigo Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rodrigo Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D24-OC7 San Luis Progreso Banco 2 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Progreso Banco 2(sustitución)	1	T	40	115/13.8	abr-29	No Disponible	Occidental
Total			**40**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Progreso Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D24-OC8 San Luis Uno Banco 6 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Uno Banco 6 (Sustitución)	1	T	40	115/13.8	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**40**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Uno MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D24-NO1 Guaymas Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guaymas Centro entronque Subestación Guaymas Uno – Centinela	115	2	1.0	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guaymas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guaymas Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D24-NO2 Tutuli Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tutuli entronque Ciudad Obregón Dos – Nainari	115	2	1.2	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tutuli Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tutuli MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D24-NO3 Altata Residencial Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Altata Residencial – Navolato, Tramo 1	115	1	19.6	jun-29	No Disponible	Noroeste
Altata Residencial – Navolato, Tramo 2	115	1	5.3	jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**24.9**			

Tramo 1, 795 ACSR-PT
Tramo 2, 477 ACSR-TA

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Altata Residencial Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Altata Residencial MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D24-NO4 Lienzo Charro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lienzo Charro entronque La Higuera – Culiacán Milénium	115	2	1.6	Jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**1.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lienzo Charro Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	Jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lienzo Charro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	Jun-29	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D24-NO5 Venadillo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Venadillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	Jun-28	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Venadillo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	Jun-28	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D24-NT1 Fuentes Mares Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fuentes Mares Banco 2	1	T	30	115/23.8	abr-28	No Disponible	Norte
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fuentes Mares Banco 2 MVAr	Capacitor	23.8	1.8	abr-28	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D24-NT2 Ejército Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ejercito entronque Cuesta – Parque	115	2	1.6	abr-28	No Disponible	Norte
Total			**3.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ejército Banco 1	1	T	40	115/13.8	abr-28	No Disponible	Norte
Total			**40**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ejército Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Norte
Total			**2.4**			

D24-NT3 Felipe Ángeles Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Felipe Ángeles entronque Paso del Norte – Chamizal	115	2	1.3	abr-29	No Disponible	Norte
Total			**2.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Felipe Ángeles Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	No Disponible	Norte
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Felipe Ángeles Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D24-NE1 Abra Banco 1 (Sustitución)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abra entronque El Salto – Libramiento	115	2	1.0	dic-29	No Disponible	Norte
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abra Banco 1	1	T	20	115/13.8	dic-29	No Disponible	Noreste
Total			**20**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abra Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-29	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D24-NE2 Barco Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Barco entronque Enertek – Elena	115	2	3.1	abr-29	No Disponible	Noreste
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Barco Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	No Disponible	Noreste
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Barco Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D24-NE3 Tomaseño Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tomaseño entronque Barretal-Linares	115	2	2.0	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**4.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tomaseño Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tomaseño Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D24-NE4 Central Banco 1 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Central Banco 1 (sustitución)	1	T	40	138/13.8	abr-29	No Disponible	Noreste
Total			**40**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Central Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D24-NE5 Lago Banco 1 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lago Blanco Banco 1	1	T	40	138/13.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**40**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lago Blanco MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D24-PE1 Captación Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Captación entronque Kohunlich-Popolnáh	115	2	0.5	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Captación Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Captación MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Peninsular
Captación MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**9.3**			

D24-PE2 Quetzal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Líneas Yaxché-Quetzal	115	1	3.5	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**3.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quetzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quetzal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D24-BC1 Abasolo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abasolo entronque Carranza – González Ortega	161	2	2.0	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abasolo Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abasolo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D24-BC2 Santa Isabel Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Isabel Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Isabel Banco 3	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D24-BC3 La Joya Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Joya Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Joya Banco 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

Proyectos legados de POISE a cargo de la Transportista

OPF-718 (se reactiva proyecto)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
G87	Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia / 4	400	2	207.7	nov-09	Ago-27	Oriental
Total				**207.7**			

4/ Tendido del segundo circuito

PID-1718 (Actividades previas)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
290	Chicoasén II – entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso Dos (A3050)	400	2	9.0	nov-17	abr-25	Oriental
Total				**9.0**			

OPF-1603

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	ND	Central
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 12	230	2	45.6	nov-15	ND	Central
Total				**75.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L77	Lago Bancos 1 y 2	2	AT	660.0	400/230	nov-15	jul-21	Central
Total				**660.0**				

AT. Autotransformador

RP-1655 (Indefinido por problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L83	Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16	ND	Central
L83	Huehuetoca - Punto de Inflexión Nochistongo / 39	85	2	16.6	dic-16	ND	Central
Total				**83.8**			

39/ Dos conductores por fase
Solo quedan pendientes de concluir 10 km-c para llegar a la SE Nochistongo en 230 kV

OPF-1805 Línea de Transmisión Huasteca - Monterrey (Ejecución/Construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
IA2	Champayán - Güémez / 3	400	2	182.5	abr-16	ago-26	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano / 3	400	2	230.7	abr-16	ago-26	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	ago-26	Noreste
Total				**441.8**			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
IA2	Champayán MVAr	Reactor	400	62.0	abr-16	ago-26	Noreste
IA2	Güémez MVAr	Reactor	400	133.3	abr-16	ago-26	Noreste
Total				**195.3**			

Proyectos legados de POISE a cargo de la Distribuidora

OPF-1212I (Ejecución o Construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan entronque Teziutlán II - Papantla Potencia	115	2	40.6	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**40.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1212J (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande - Río Grande Switcheo	115	1	27.0	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**27.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**9.4**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**0.6**			

OPF-1210K (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz - Piaxtla	115	1	39.6	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**39.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1320F (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O84	Villa Unión - Rosario - Escuinapa	115	1	30.5	jun-11	abr-25	Noroeste
Total				**30.5**			

OPF-1620B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón entronque Esmeralda - Xalostoc	230	2	3.0	ago-13	ago-25	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	ago-25	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	ago-25	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	ago-25	Central
Total				**26.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-25	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-25	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	ago-25	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	ago-25	Central
Total				**420.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-25	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-25	Central
LAK	Moctezuma MVAr	Capacitor	23	25.2	ago-13	ago-25	Central
LAU	Pachuca MVAr	Capacitor	23	12.6	dic-18	ago-25	Central
Total				**73.8**			

OPF-1720B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	ago-25	Central
Total				**17.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	ago-25	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-14	ago-25	Central
Total				**18.0**			

OPF-1721F (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	11.3	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**11.3**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Angostura MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1721G (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.6	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**8.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	Los Algodones MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821G (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**0.1**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821L (Cancelado)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**7.7**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1821M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
CLQ	Aguascalientes Potencia - Peñuelas - Encarnación	115	1	21.8	abr-15	Sin definir	Occidental
Total				**21.8**			

OPF-1920H (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga entronque Hermosillo IV - Subestación Eléctrica Punto P	115	2	1.2	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga MVAr	Capacitor	13.8	2.4	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**2.4**			

OPF-2020C (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	15.7	dic-17	may-23	Noroeste
Total				**15.7**			

OPF-2020E (Actividades previas)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBO	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	mar-20	ago-27	Oriental
Total				**24.0**			

Sin PEM (Por reactivarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
NA	Tierra Colorada - Ayutla	115	1	62.0	mar-15	ago-27	Oriental
Total				**62.0**			

Sin PEM (Problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OR54	Trinitaria – Frontera Comalapa	115	1	56.8	mar-15	Sin definir	Oriental
Total				**56.8**			

OPF-2020H (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**6.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-2020I (Problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	ND	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	ND	Oriental
Total				**46.0**			

OPF-2020K (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	ND	Peninsular
Total				**0.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-22	ND	Peninsular
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-22	ND	Peninsular
Total				**1.2**			

OPF-2020L (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**1.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**1.8**			

OPF-2020M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**15.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120B (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-21	N/D	Central
Total				**7.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-21	N/D	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa MVAr	Capacitor	23	18.0	nov-21	N/D	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120C (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales - Verónica	230	1	4.7	dic-13	mar-22	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	mar-22	Central
Total				**7.9**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-13	mar-22	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-13	mar-22	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120D (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	jun-22	abr-25	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**4.5**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120E (Cancelada)

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P0H	Ah, Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	ND	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P0H	Ah, Kim Pech MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	ND	Peninsular
Total				**1.8**			



PAMRNT **2025 - 2039**

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista **2025 - 2039**

Diciembre, 2025

Centro Nacional de Control de Energía

Energía
Secretaría de Energía

CENACE
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA