

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
2023 - 2037

Índice

ÍNDICE.....	1
ABREVIATURAS, SIGLAS Y ACRÓNIMOS.....	2
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. FUNDAMENTO LEGAL.....	11
3. PROCESO DE LOS PROGRAMAS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM.....	13
4. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	21
5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2022.....	48
6. PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	91
7. CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS.....	145
8. 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 CFE TRANSMISIÓN.....	152
9. AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM.....	253
10. MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM.....	602
11. PROYECTOS EN ESTUDIO IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZOS.....	623
12. APLICACIONES DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.....	659
ANEXO.....	676

Abreviaturas, siglas y acrónimos

Acrónimo	Definición
ACSR	Cable de aluminio desnudo con alma de acero.
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
CEV	Compensador Estático de Var
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
CH	Central Hidroeléctrica.
CHLS	Cargas térmicas de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar no-eléctrico
COG	Cogeneración
COG _{ef}	Cogeneración Eficiente
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
CP	Capacitor de Potencia.
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSS	Contingencia Sencilla más Severa
DAC	Disparo Automático de Carga.
DAG	Disparo Automático de Generación.

DMCZ	Demanda Máxima Coincidente de Zona
EAR	Esquema de Acción Remedial.
EE. UU.	Estados Unidos de América
EM	Electromovilidad
ENS	Energía No Suministrada.
EO	Eoloeléctrica o Eólica
EPS	Empresas Productivas Subsidiarias.
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EXP	Exportación
FIP	Ficha de Información de Proyecto
FV	Fotovoltaica
GEI	Gases de efecto invernadero
GD	Generación Distribuida
GEN	Permiso de Generación LIE
GEO	Geo termoeléctrica
GCR	Gerencia de Control Regional
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
IMP	Importación
kmcil	Mil circular mils
kV	Kilo (1000) volts, unidad de medida de tensión
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LT	Línea(s) de Transmisión.
LTE	Ley de Transición Energética
LTCPS	Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
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
OPF	Obra Pública Financiada.
PCyM	Equipo de Protección, Control y Medición
PDS	Pronóstico de Demanda por Subestaciones
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PAMRNT	Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRGD	Programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PEM	Proyecto Elemental Mínimo.
PIE	Productores Independientes de Energía Eléctrica
POISE	Programa de obras e inversiones del sector eléctrico
PP	Pequeña Producción
PRODESEN	Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PIIRCE	Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas
P.U.	Por unidad
RE	Reactor
RGD	Red General de Distribución.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
RP-MR	Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva
RT	Restaurador.
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.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
STATCOM	Compensador Estático Síncrono.

TC o TC's	Transformador(es) de Corriente
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
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
WECC	Western Electricity Coordinating Council
ZC	Zona de Carga
ZOT	Zona de Operación de Transmisión

1

Introducción

1. Introducción

Como resultado de la Reforma Energética en México, la industria eléctrica está conformada por las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La Planeación y el Control del SEN, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica son consideradas áreas estratégicas por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

La generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se proporcionan en un régimen de libre competencia.

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; formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo (PND); y dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

En el PRODESEN se refleja la política energética en materia de electricidad y aspectos de la Ley de Transición Energética (LTE) de promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias, el cumplimiento de Metas para tener una generación y consumo de energía eléctrica mediante Energías Limpias, modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT), tecnologías

de Redes Eléctricas Inteligentes (REI) y mejoras en la flexibilidad operativa, considerando para ello, aspectos relevantes de los:

- Pronósticos de la demanda eléctrica tanto en potencia máxima demandada por región como consumo de energía eléctrica y, los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica.
- Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).
- Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (PAMRNT).
- Programas de ampliación y modernización de las RGD que no correspondan al MEM (PAMRGD).

Por tratarse de una actividad en régimen de competencia, el PIIRCE no será vinculatorio. Sin embargo, la ampliación y modernización de la RNT y las RGD dependerá, además de los pronósticos de demanda y consumo, entre otros aspectos, de los diversos parámetros que se materialicen como resultado del PIIRCE (tamaño, ubicación, tecnología, fecha indicativa de entrada en operación de las Centrales Eléctricas).

De acuerdo con el marco legal vigente, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el responsable de elaborar, formular y proponer a la SENER y a la opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) los PAMRNT para su autorización y opinión respectivamente.

Teniendo en cuenta que el PIIRCE utilizado como insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD no garantiza que se instalarán o retirarán las Centrales Eléctricas que contiene, se considerará como firme el PIIRCE en el periodo 2023 – 2025 que cuentan con Contrato de Interconexión y los que la SENER determinó como estratégicos de acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. Asimismo, el CENACE informará a la SENER, la incidencia de capacidades en las solicitudes por región, detección de requerimientos por Confiabilidad y la experiencia en las necesidades de infraestructura que se estén requiriendo de potenciales Centrales Eléctricas que tengan la intención de interconectarse al SEN.

Además, dado que el Marco Legal establece que el PRODESEN se debe realizar cada año, ello da una fortaleza para lograr la coordinación adecuada entre el PIIRCE, PAMRNT y PAMRGD.

A continuación, se lleva a cabo una breve reseña de los temas desarrollados en cada uno de los capítulos del PAMRNT 2023 – 2037:

En el capítulo 2 se menciona el fundamento legal que da sustento a CENACE para la elaboración del presente PAMRNT.

En el capítulo 3 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 4 se incluye un resumen de la Infraestructura actual del SEN, la producción de energía eléctrica, el PIIRCE, 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 5 se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2022. 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 CRE.

En el capítulo 6 se muestran los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica brutos de 2023-2037, incluyendo las variables de Generación Distribuida (GD) y electromovilidad (EM) que tendrán un impacto importante en el largo plazo.

En el capítulo 7 se detallan las características de los escenarios de estudio relevantes para la planeación de la infraestructura eléctrica en el mediano y largo plazo.

En el capítulo 8 se presenta un resumen de la priorización de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión, indicando su avance constructivo o estatus en el que se encuentran por parte de CFE Transmisión. Adicionalmente, se incluye una descripción del impacto a la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y

sustentabilidad del Suministro Eléctrico, por GCR, debido al retraso en la entrada en operación de dichos proyectos instruidos.

En el capítulo 9 se detallan los proyectos instruidos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM por SENER, 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 de ampliación de la RNT y las RGD del MEM en el ejercicio de planeación de 2023.

En el capítulo 10 se presentan los proyectos instruidos de modernización de la RNT y las RGD del MEM por SENER, así como las FIP de los proyectos identificados en el ejercicio de planeación de 2023-2037.

En el capítulo 11 se presentan los proyectos en Estudio para las interconexiones en y hacia la península de Baja California que requieren de autorización de la SENER para que se consideren en el capítulo 9 y su probable instrucción; una breve descripción de los proyectos en Estudio resultado del PIIRCE 2023-2037; y los proyectos en Estudio por parte de CFE Transmisión.

Finalmente, en el Capítulo 12 se incluye un resumen de los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes (CEMIE-Redes), así como la descripción de la necesidad de incorporar elementos de almacenamiento como bancos de baterías para garantizar la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente.

2

Fundamento legal

2. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la SENER y a la CRE, las propuesta del PAMRNT para el periodo 2023 - 2037, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafos cuarto y quinto, 49, párrafo primero y 90 párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1º, párrafo primero, 2º, 6º, párrafo primero, 14 párrafo primero, fracción I, 15, párrafo antepenúltimo de la Ley Federal de

las Entidades Paraestatales; 14, 108, fracciones XIV y XV de la Ley de la Industria Eléctrica 5, fracciones I, II y VI y 9, fracciones I y II de su Reglamento; 16, fracción II de la Ley de Transición Energética; PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO, párrafo primero, y VIGÉSIMO CUARTO del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía".

3

Proceso de los programas
de ampliación y
modernización de la RNT y
de los elementos de las
RGD que correspondan al
MEM

3. Proceso de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM

Para la definición de los proyectos propuestos que integrarán el PAMRNT 2023 – 2037, el CENACE realiza los estudios técnicos y económicos de acuerdo con el proceso que se muestra en la Figura 3.1.1.

Antes de iniciar el proceso, es necesario clarificar cuáles son 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, en el corto plazo se consideran los requeridos para definir la infraestructura y refuerzos para la interconexión de Centrales Eléctricas 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 en el año previo o incluso en los meses previos para identificar las problemáticas operativas en congestionamientos de la Red Eléctrica de transmisión, 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, 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 15 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 centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades de Centrales Eléctricas 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 casos empleados para los estudios eléctricos, se optimizan los despachos económicos de la generación considerando los costos variables de cada unidad de Central Eléctrica y los límites de transmisión de las Compuertas de Flujo significativas del SEN.

La identificación de refuerzos se va desprendiendo gradualmente al incrementar la demanda y la interconexión de fuentes de generación para satisfacer el suministro de la energía eléctrica, la

reducción de emisiones de GEI y las Metas de producción de Energía Limpia.

La presencia de violaciones en límites de transmisión, sobrecargas en transformadores, bajos y altos voltajes en la RNT por restringidos márgenes de reserva de potencia reactiva; desde la fase normal de estado estable y ante contingencias sencillas (criterio universal de Confiabilidad $\eta-1$), son indicadores para realizar estudios de mayor detalle con el fin de confirmar la necesidad de refuerzos y los nodos de conexión de los mismos.

Identificado el refuerzo, se estudian diferentes Alternativas para la misma magnitud de transporte de potencia o capacidad y determinar la que presente los mejores beneficios técnico-operativos y económicos.

Para la realización de los estudios económicos y de energía eléctrica de la Red Eléctrica de transmisión, 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 Centrales Eléctricas se modelan con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible, considerando: la indisponibilidad estadística y proyectada de éstas. Para las Centrales Eléctricas 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 proporcionado por la SENER.

Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas Líneas de Transmisión de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

En la elaboración de los estudios económicos; se analizan las diferentes Alternativas de cada proyecto previamente estudiadas técnicamente se considera una vida útil de los elementos de 30 años y así obtener los beneficios económicos para el sector eléctrico de cada Alternativa. Después, se compara con el costo de inversión estimado de las Alternativas y se obtiene una relación beneficio/costo de cada una de ellas.

Para definir la Alternativa de cada proyecto que será sometido a la opinión de la CRE y aprobación de la SENER, se realiza la evaluación comparativa de los beneficios técnicos y económicos, de ahí se define la propuesta.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación que se estarán evaluando anualmente de acuerdo con los nuevos proyectos de Centrales Eléctricas, crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

Figura 3.1.1. Proceso anual de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista¹



En la Figura 3.1.2 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 ($\eta+2$ a $\eta+6$), se desarrolla el modelo de la Red Eléctrica para los diferentes escenarios estacionales de demanda que se estudian y analizan. La estructura de la Red Eléctrica se ajusta con la información del PIIRCE, la incorporación de nuevos Centros de Carga y el crecimiento de la demanda por Subestación Eléctrica.

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 Centrales Eléctricas 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/subestación, la capacidad prevista en PIIRCE, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo ($\eta+6$ a $\eta+14$) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por

¹ Adecuado de la Figura 1.2.2 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

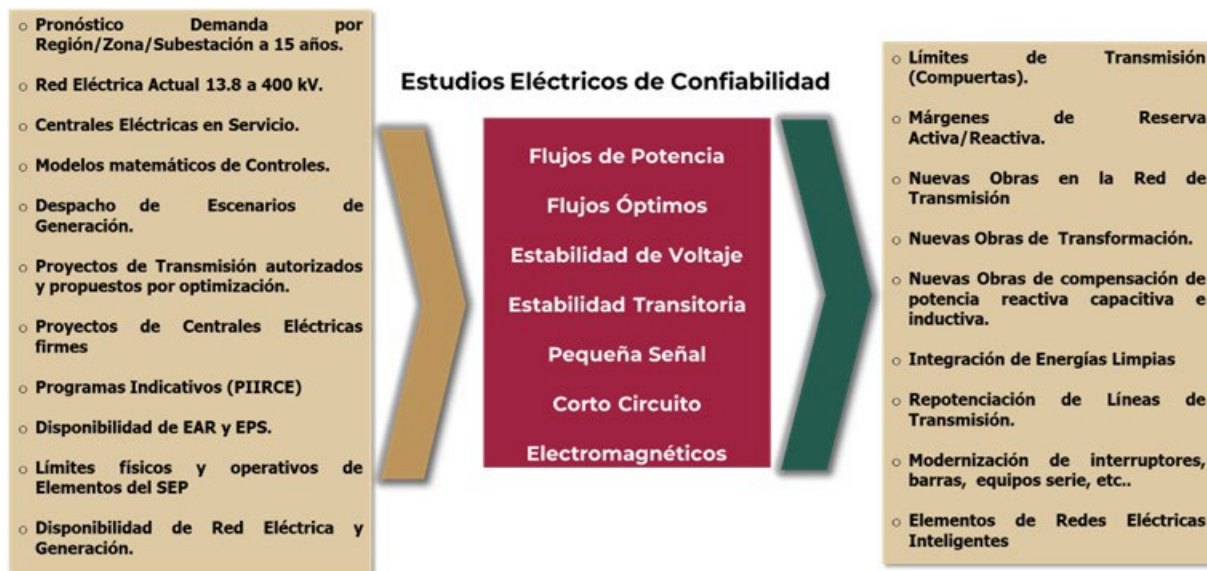
un grado de incertidumbre mayor en las variables de precios de combustibles y evolución de la demanda y consumo. El modelo de la Red Eléctrica incluye proyectos de transmisión indicativos para dar seguimiento en los subsecuentes ejercicios de estudios de Planeación.

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, mejorar la Confiabilidad del SEN ante la incorporación de generación renovable (variable e intermitente) en la RNT y GD. Asimismo, con el propósito de reducir los costos de suministro de energía eléctrica

Figura 3.1.2. Proceso de evaluaciones de la ampliación de la RNT y las RGD del MEM



El Proceso de Evaluaciones de Económicas consiste en la evaluación del impacto económico, 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 puede ser por tres Estudios diferentes y con ello proporcionar un sustento sólido para la opinión de la CRE y autorización de la SENER, de los proyectos propuestos en el PAMRNT:

- **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 variables e hídricos que pueden presentarse en mediano y largo plazos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- **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 establecido en el CdR.

- **Probabilísticos:** permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto y sus respectivas Alternativas ante evaluación Compuesta de la confiabilidad (simulación aleatoria y combinada de fallas en elementos de generación, transmisión y transformación; independientes entre sí, para cada uno de los estados, mediante la simulación Monte Carlo).

La evaluación económica de los principales proyectos de transmisión requiere la simulación de la operación futura del sistema eléctrico. Esta se lleva a cabo mediante los modelos que consideran información del sistema consistente en: 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 Centrales Eléctricas, PIIRCE, incertidumbres en afluentes, en la generación eólica y solar, 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 Centrales Eléctricas y transmisión y, parámetros de evaluación como la tasa social de descuento y el costo de la energía no suministrada.

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 energía no suministrada, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, factores de utilización de las Líneas de Transmisión, etc.

En el horizonte de tiempo de corto plazo (η a $\eta+6$) se realizan evaluaciones para determinar la evolución del margen de reserva, factores de planta de Centrales Eléctricas, comportamiento de flujo promedio de potencia en las Compuertas de Flujo, costos de producción por retraso de proyectos, etc.

La evaluación económica o social, consiste en determinar si 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 energía no suministrada. Otros beneficios que se determinan son los asociados a reducción de emisiones contaminantes.

En la Figura 3.1.3 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.

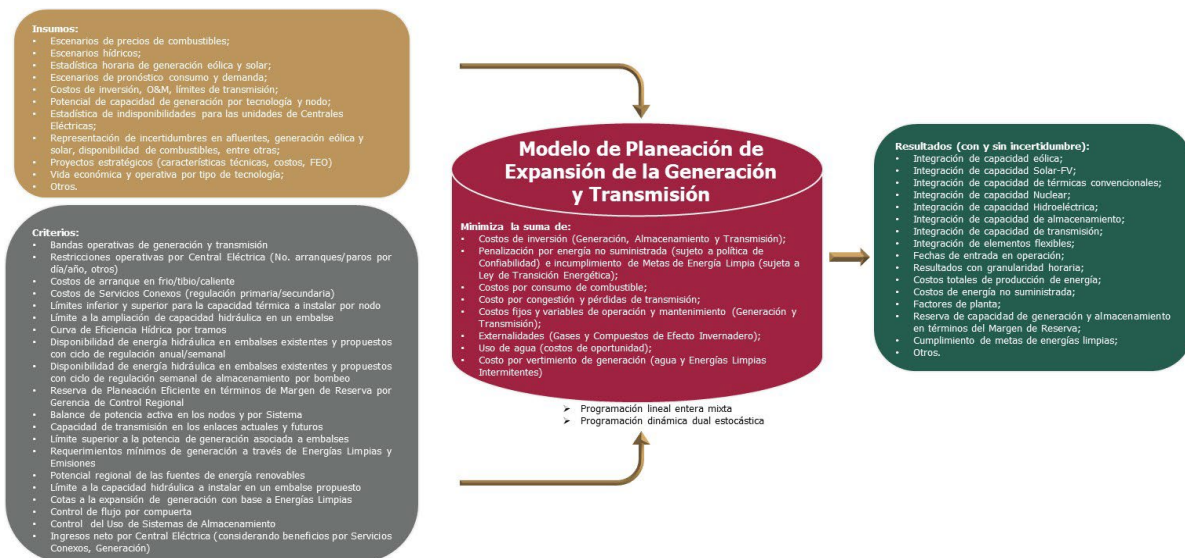
Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos de la RNT, de tal manera que la evaluación económica del proyecto de transmisión sea de manera ordenada y congruente, para

minimizar en el largo plazo, los costos de inversión, de operación y de Confiabilidad de Suministro; de acuerdo con los criterios de planeación, operación y de las políticas de Confiabilidad del SEN.

Lo anterior, para dar cumplimiento a lo establecido en la LIE y su Reglamento, la LTE en las Metas de producción de Energía

Limpia y mitigación de GEI, los criterios de la planeación energética y de política para establecer nuevas Centrales Eléctricas 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 3.1.3. 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 y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios para la expansión de la RNT mediante la evaluación probabilística de la Confiabilidad compuesta, esta se lleva a cabo mediante el modelo México, el cual considera la siguiente información del sistema: estadística de fallas en elementos de generación, transmisión y transformación; topología y parámetros de red; modelo de Red Eléctrica equivalente de 2,000 elementos; límites de transmisión; demanda por subestaciones; estadística de la generación hidroeléctrica; costos variables de generación del parque existente y proyectos de generación factibles.

En el horizonte de tiempo de mediano-largo plazos ($\eta+6$ a $\eta+14$), en cada año se estructura una Red Eléctrica con el PIIRCE, y el crecimiento de la demanda por GCR y Sistema Interconectado.

El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar el costo de producción y el costo de la energía no suministrada por el sistema – en cada año de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación utilizando el método Montecarlo 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, deben ser suficientes para cubrir el costo de inversión del proyecto, de manera que resulte una relación beneficio-costos 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 “ $\eta+6$ ” al “ $\eta+14$ ”, y posteriormente de regreso, del año “ $\eta+14$ ” al “ $\eta+6$ ”. Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

En la Figura 3.1.4 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo México.

Figura 3.1.4. Proceso de estudios probabilísticos de Confiabilidad compuesta para la ampliación de la RNT y las RGD del MEM



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.

La elaboración del PIIRCE, de acuerdo con la LIE es una facultad otorgada a la SENER. Esta última tiene una coordinación con el organismo CENAGAS, para alinear las necesidades energéticas de este combustible en la planeación de mediano-largo plazo.

4

Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

4. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencia de Control Regional

El SEN está conformado por ocho Gerencias de Control Regionales, donde la península de Baja California está compuesta por tres Sistemas Eléctricos que operan aislados entre sí, como se muestra en la Figura 4.1.1.

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 MEM y la operación segura y confiable del SEN.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está integrado por las siete regiones de control: Central (CEL), 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 de 230 kV en corriente alterna.

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

Figura 4.1.1. Regiones de Control del Sistema Eléctrico Nacional²



² La Gerencia de Control Regional está conformada por tres Sistemas Interconectados que operan aislados entre sí y cada uno cuenta con su Centro de Control

Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La Red Eléctrica de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la Comisión Federal de Electricidad (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 Centrales Eléctricas. En el futuro, la construcción de las Redes Eléctricas de transmisión se llevará a cabo para continuar atendiendo el suministro de energía eléctrica en el país y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, así como para garantizar los flujos de energía eléctrica requeridos por el MEM, considerando su rentabilidad económica y garantizar la Confiabilidad del SEN.

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

Red Nacional de Transmisión (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.

Redes Generales de Distribución (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 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.

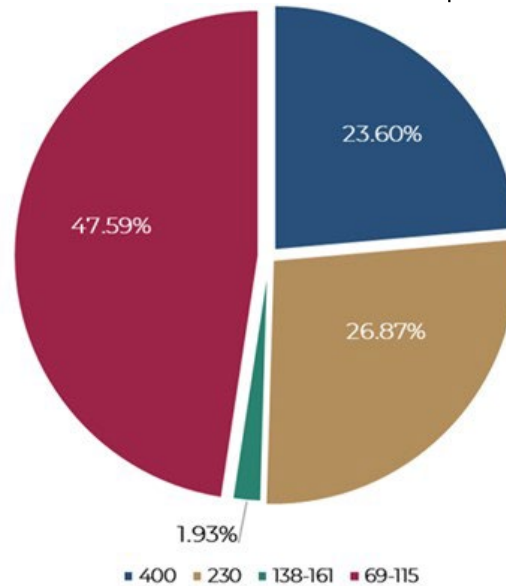
Dentro del proceso de elaboración de los inventarios con CFE Transmisión se ha estado revisando las distancias en las Redes Eléctricas de 69 a 138 kV, dado que se tienen tramos de Líneas de Transmisión en continua revisión asociados a Centros de Carga que se han ido revisando sus distancias por parte del Transportista. Asimismo, se ha detectado en llegadas a Subestaciones Eléctricas de la RNT que no se consideran en algunas las distancias cortas a la entrada de estas, por lo que, la sumatoria de todas estas distancias cortas modifica el total de kilómetros en los distintos niveles de tensión de 69 a 400 kV. Al 31 de diciembre de 2022, conforme a datos de CFE Transmisión y las GCR del CENACE, en la RNT se tienen 110,685 km de líneas transmisión, 0.12 % más que en 2021; el mayor crecimiento se dio en 115 kV con la adición de 87.6 km.

En el Cuadro 4.2.1, se muestran los km de Líneas de Transmisión por nivel de tensión de 2021 a 2022. La Figura 4.2.1 muestra el porcentaje por nivel de tensión de las Líneas de Transmisión en la RNT.

Cuadro 4.2.1. Infraestructura de Líneas de Transmisión por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud (km) 2021	Longitud (km) 2022	TCA 2021-2022 (%)
Transmisión 161 a 400 kV	56,342	56,390	0.08
400 kV	26,098	26,126	0.10
230 kV	29,723	29,743	0.07
161 kV	521	521	0.00
Transmisión 69 a 138 kV	54,207	54,295	0.16
138 kV	1,620	1,620	0.00
115 kV	48,496	48,583	0.18
85 kV	1,756	1,757	0.06
69 kV	2,335	2,335	0.00
Total	110,549	110,685	0.12

Fuente: Elaborado con información de la CFE Transmisión a 2019 y GCR del CENACE de 2020 a 2022 información hacia el Consejo de Administración.

Figura 4.2.1. Infraestructura de Líneas de Transmisión de la RNT por nivel de tensión (kV) en 2022


Fuente: Elaborado con información de CFE y GCR CENACE.

En las Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 2,000 MVA en bancos de transformación de 2021 a 2022, de los cuales el 65.01 % corresponden a 6 bancos de la RNT y el 34.99 % corresponde a 43 bancos de la RGD del MEM.

En el Cuadro 4.2.2 muestra los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM 2020-2021. El Cuadro 4.2.3, presenta la

infraestructura de la RGD no del MEM para 2020, 2021 y 2022.

En la Figura 4.2.2 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 desde 115 kV.

Cuadro 4.2.2. Adiciones en infraestructura de Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD

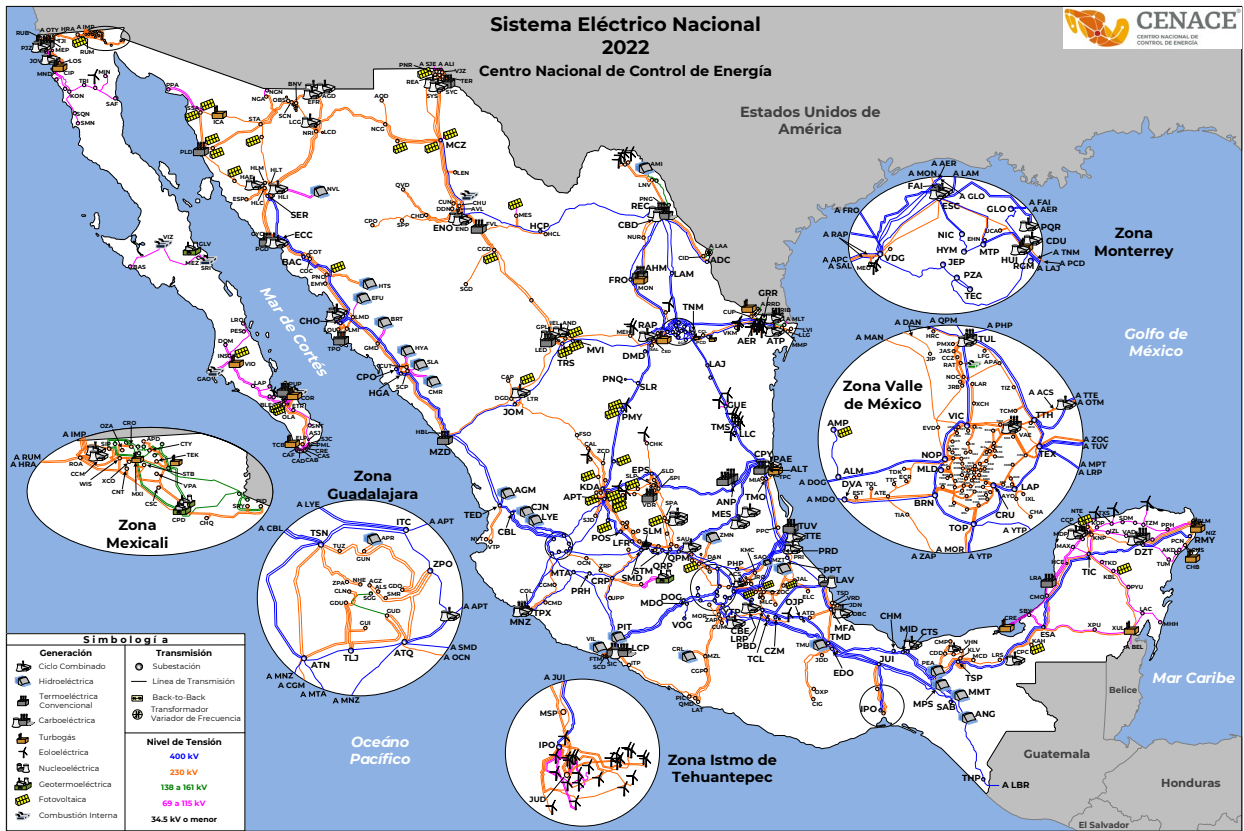
Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2020	Capacidad de transformación (MVA) 2021	Capacidad de transformación (MVA) 2022	TCA 2020-2021 (%)	TCA 2021-2022 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	114,807	114,807	116,082	0.00	1.11
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	75,192	76,331	77,056	1.51	0.95
Total	189,999	191,138	193,138	0.60	1.05

Fuente: Elaborado con información de la CFE y GCR del CENACE

Cuadro 4.2.3. Infraestructura de la RGD no del MEM.

Infraestructura de Distribución	2020	2021	2022
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645	12,114	12,239
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,736	542,129	548,411
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528	335,920	340,759
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	56,721	57,994	59,123
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691	1,583,932	1,617,936

Fuente: Elaborado con información de la CFE Distribución.

Figura 4.2.2. Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2022³


Principales enlaces internacionales

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la Figura 4.3.1. Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión de 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

enlaces

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.

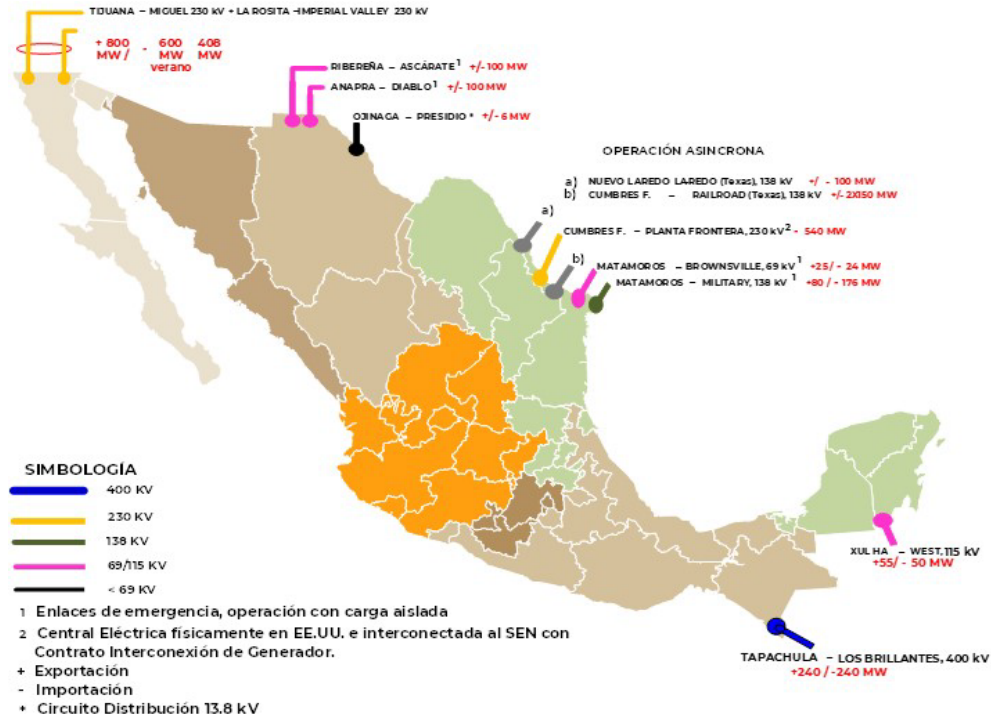
En Baja California se tienen dos Centrales de Ciclo Combinado (CCC) y una eólica (EO) que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el SIBC y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

³ No describe información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

El Cuadro 4.3.1 presenta la energía eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales, el Cuadro 4.3.2 presenta los

factores de utilización con respecto a las capacidades de importación y exportación.

Figura 4.3.1. Sistema Eléctrico Nacional Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2022



Cuadro 4.3.1 Energía Eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales 2019 a 2022

INTERCONEXIÓN	CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN [MW]	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN [MW]	EXPORTACIONES (MWh)				IMPORTACIONES (MWh)			
			2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMERICANO	100	100	17,823	29,216	29,979	35,697	318,895	92,417	79,727	135,371
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	300	300	56,668	127,554	104,547	119,874	721,879	47,904	50,500	171,972
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	36	30	10,651	11,004	0	0	66,789	7,648	0	0
GCR NORESTE - ERCOT			85,142	167,774	134,526	155,571	1,107,562	147,969	130,227	307,344
LA ROSITA - IMPERIAL VALLEY	800	600 ver.	266,960	413,334	303,610	215,754	1,903,170	953,920	1,122,706	1,147,199
TIJUANA - OTAY MESA		408 inv.	1,242,033	434,323	724,111	509,700	347,867	423,379	402,050	570,082
IMPERIAL IRRIGATION DISTRICT	27	27	0	0		0	33,468	26,594		32,238
SIBC - CAISO			1,508,993	847,658	1,027,720	725,454	2,284,505	1,403,892	1,524,756	1,749,519
TAPACHULA-LOS BRILLANTES	240	240	1,106,560	998,821	1,150,690	1,214,706	515,426	99,123	81,788	89,105
XULHA-BELICE	55	50	383,725	270,309	380,292	323,311	13	23	6	6
SIN - CENTROAMERICA			1,490,285	1,269,130	1,530,983	1,538,017	515,439	99,147	81,795	89,111
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			3,084,420	2,284,562	2,693,229	2,419,043	3,907,506	1,651,008	1,736,778	2,145,973

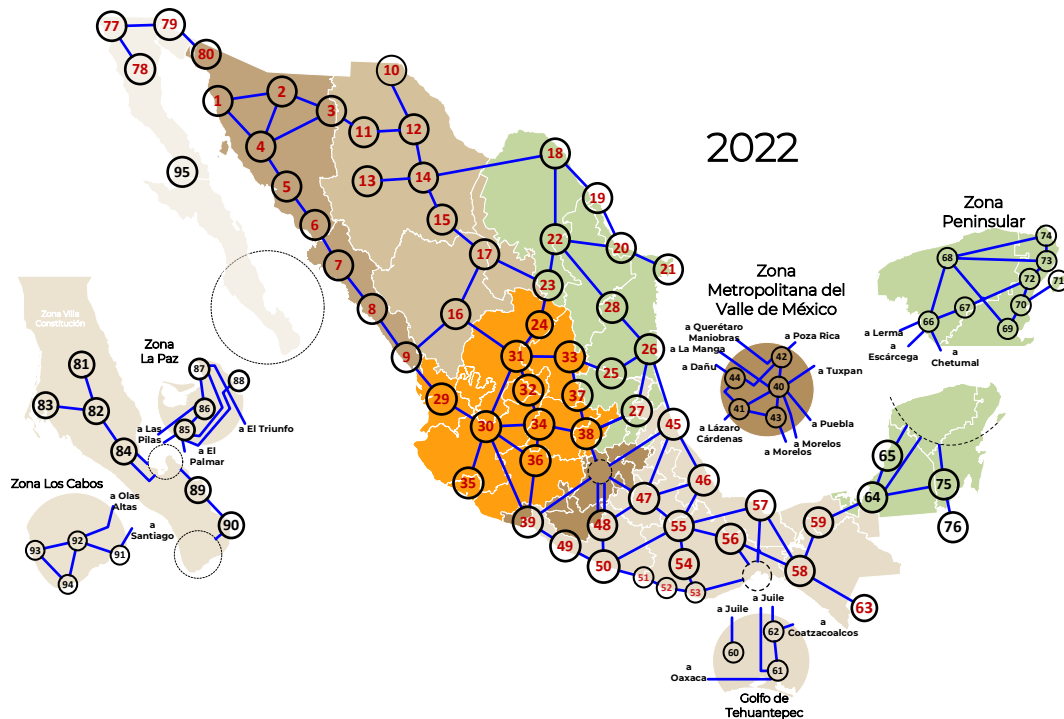
Cuadro 4.3.2 Factor de utilización (%) de los principales enlaces internacionales 2018 a 2022

INTERCONEXIÓN	EXPORTACIONES					IMPORTACIONES				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMER	1.47 %	2.03 %	3.33 %	3.42 %	4.08 %	50.86 %	36.40 %	10.52 %	9.10 %	15.45 %
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	0.97 %	2.16 %	4.84 %	3.98 %	4.56 %	26.73 %	27.47 %	1.82 %	1.92 %	6.54 %
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	1.46 %	3.38 %	3.48 %	0.00 %	0.00 %	38.70 %	25.41 %	2.90 %	0.00 %	0.00 %
SIBC - CAISO	19.47 %	21.53 %	12.06 %	14.66 %	10.35 %	32.98 %	43.46 %	26.64 %	29.01 %	33.29 %
TAPACHULA - LOS BRILLANTES	37.29 %	52.63 %	47.38 %	54.73 %	57.78 %	32.78 %	24.52 %	4.70 %	3.89 %	4.24 %
XULHA - BELICE	48.79 %	79.64 %	55.95 %	78.93 %	67.10 %	0.03 %	0.00 %	0.01 %	0.00 %	0.00 %

En 2020, 2021, 2022 se considera entre SIBC y CAISO el valor de 600 MW para el cálculo.

En la Figura 4.3.2 se presenta los elementos de las Compuertas de Flujo entre regiones en 2022 con los que se desarrollan los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a

satisfacer las necesidades del país y el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Anexo 4.1.

Figura 4.3.2. Enlaces entre regiones de transmisión al 31 de diciembre de 2022


Fuente: Enlaces entre regiones PIIRCE 2023-2037

Capacidad instalada a la Red Eléctrica por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

A continuación, se presentan la capacidad instalada⁴ a la RNT y las RGD de las Centrales Eléctricas 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 2022, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Así como, la capacidad instalada bajo el amparo de la LIE, relacionada con los Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas con permiso como Generación.

Al cierre del 2021 la capacidad instalada a la Red Eléctrica por parte de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 86,153 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2022 se incrementó hasta 87,130 MW, lo cual refleja un incremento de 1.13 % con respecto al 2021. Este incremento se debe

principalmente, a adiciones como CCC (779 MW), y Centrales FV (581 MW). Mientras que para las Centrales Eléctricas en pruebas se tiene 2,760 MW destacando las Centrales de Ciclo Combinado (883 MW) y Centrales FV (1,001 MW) y las Centrales Eólicas (810 MW).

En el Cuadro 4.4.1 se presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica del SEN⁵ por los principales tipos de tecnologías para el 2019, 2020, 2021 y 2022. En el Cuadro 4.4.2 se presenta la capacidad en pruebas en el SEN por tipo de tecnología y GCR al 31 diciembre 2022.

En la Figura 4.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada a la Red Eléctrica al cierre de diciembre de 2022, de las Centrales Eléctricas en operación.

El Cuadro 4.4.1 no considera en la Capacidad Instalada a la Red Eléctrica de tres Sistemas de Almacenamiento con Baterías de tres Centrales Eléctricas 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).

⁴ La Capacidad instalada a la Red Eléctrica corresponde a la capacidad de contrato de interconexión

⁵ Fuente CRE, CFE y Participantes del MEM

Cuadro 4.4.1. Capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)

Tecnología	2019	2020 ^{1/}	2021 ^{6/}	2022 ^{7/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	951	976	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955	6,515
Bioenergía eléctrica ^{2/}	375	378	378	408
Híbrido (sistema FV con Batería)				20
Suma limpia renovable	23,582	25,594	26,899	27,453
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,710	2,305	2,305	2,308
Suma limpia no renovable	3,318	3,913	3,913	3,916
Total capacidad de energía eléctrica limpia	26,900	29,506	30,812	31,369
Por ciento	34.29	35.50	35.76	36.00
Ciclo combinado	30,402	31,948	33,640	34,413
Térmica convencional ^{3/}	11,831	11,809	11,793	11,343
Turbogás ^{4/}	2,960	3,545	3,744	3,815
Combustión interna	891	850	701	728
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	78,447	83,121	86,153	87,130

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020.

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 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente CEL.

6/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

7/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

Nota: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. Información CRE, CFE y Participantes del MEM

Cuadro 4.4.2. Capacidad instalada a la Red Eléctrica en pruebas de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) al 31-diciembre 2022

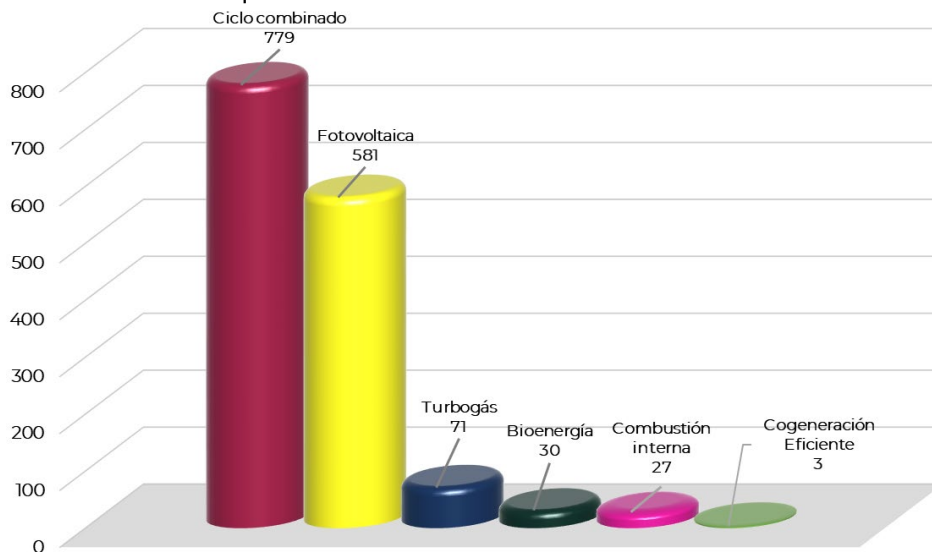
Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIBC	SIBCS	SIM	TOTAL
Hidroeléctrica											0
Geotermoeléctrica											0
Eoloeléctrica						810					810
Fotovoltaica		200	682	120							1,001
Bioenergía eléctrica ^{1/}											0
Suma limpia renovable	0	200	682	120	0	810	0	0	0	0	1,811
Nucleoeléctrica											0
Cogeneración Eficiente ^{3/}			6								6
Suma limpia no renovable	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	6
Total capacidad de energía eléctrica limpia	0	200	687	120	0	810	0	0	0	0	1,817
Por ciento	0.00	100.00	93.08	13.16	0.00	96.50	0.00	0.00	0.00	0.00	65.84
Ciclo combinado			42	791	50						883
Térmica convencional ^{2/}											0
Turbogás							19				19
Combustión interna	3		9			29					41
Carboeléctrica											0
TOTAL	3	200	738	911	50	839	19	0	0	0	2,760

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 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente CEL.

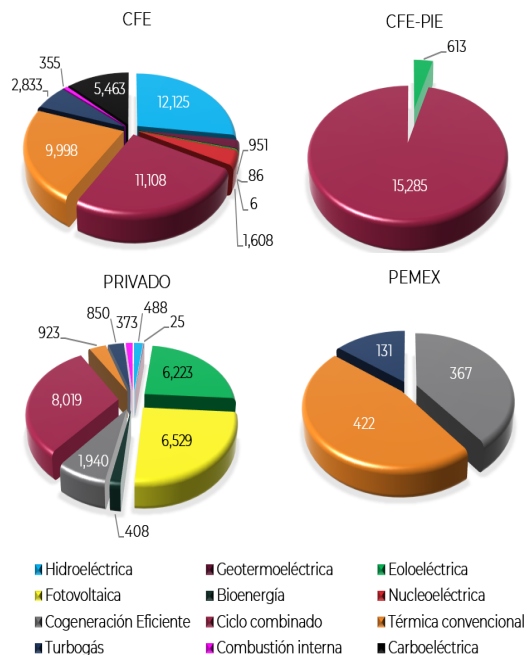
Nota: La Capacidad en pruebas con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. Información CRE, CFE y Participantes del MEM

Figura 4.4.1. Adiciones de capacidad instalada a la Red Eléctrica al 31 de diciembre de 2022 (MW)


Nota: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. En Centrales Eléctricas Fotovoltaicas se incluye un sistema híbrido con baterías. Información CRE, CFE y Participantes del MEM

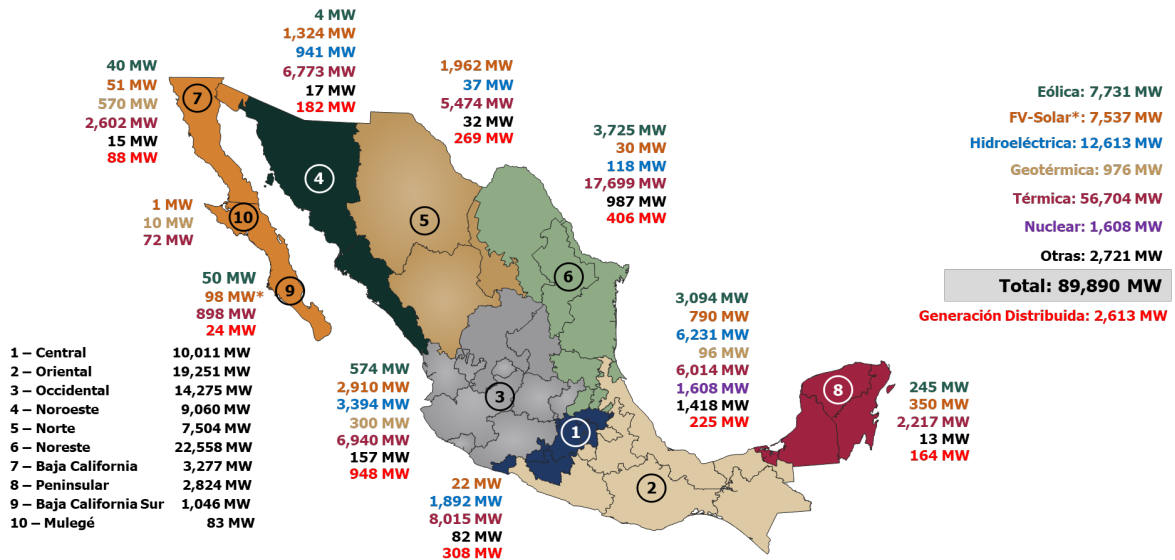
En el año 2021, la capacidad instalada a la Red Eléctrica de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia tales como, hidroeléctrica (HI), geotérmica (GEO), EO, Fotovoltaica (FV) y de Bioenergía eléctrica (BIO), fue de 26,899 MW, y al cierre de diciembre de 2022 se tiene 27,433 MW; un incremento del 1.98 % con respecto al 2021. Siendo las Centrales Eléctricas EO y FV las principales fuentes de tal incremento.

En la Figura 4.4.2, presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica por modalidad al 31 de diciembre de 2022. Para más detalle, ver Anexo 4.2 y derivados. En la Figura 4.4.3, presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica en operación y pruebas del SEN al cierre de diciembre 2022, clasificada por tipo de tecnología y Región de Control. Al cierre de diciembre de 2022, la CFE tiene 44,533 MW y 15,898 MW para los PIE; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada a la Red Eléctrica de 25,785 MW y PEMEX 921 MW.

Figura 4.4.2. Capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)


Nota: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. Información CRE, CFE y Participantes del MEM

Figura 4.4.3. Capacidad instalada a la Red Eléctrica, en operación y pruebas del SEN (MW) al 31-diciembre-2022



Considera la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas que se encuentran en operación y pruebas al 31 de diciembre de 2022.
 Térmica: Incluye Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica convencional, Turbogás y Carboeléctrica. Otras: solo incluye Bioenergía y Cogeneración Eficiente.
 * El existe un proyecto híbrido con un Fotovoltaico con Batería que su Capacidad de Interconexión son 20 MW

Fuente: CRE, CFE y Participantes del MEM. Nota: La GD es solo GD-FV

Las Figuras 4.4.4 y 4.4.5, muestran el porcentaje de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021, y al 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

Figura 4.4.4. Porcentaje de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021

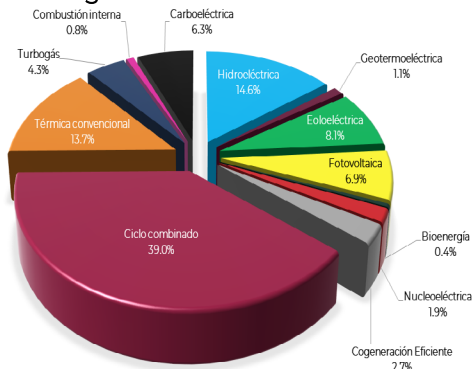
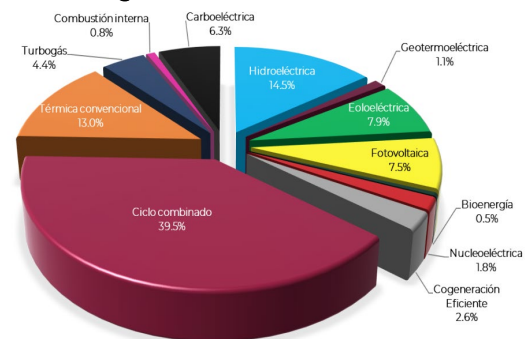


Figura 4.4.5. Porcentaje de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2022















Evolución de la Capacidad Instalada a la Red Eléctrica por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017 – 2022.

En la Figura 4.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2022 de las Centrales Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que

participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada a la Red Eléctrica de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la GD y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad neta de las Unidades Móvil de Emergencia (UME). Ir al Anexo 4.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2022.

Figura 4.5.1. Evolución de la Capacidad instalada a la Red Eléctrica (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
 Hidroeléctrica Energía Limpia Renovable	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613
 Geotermoeléctrica Energía Limpia Renovable	899	899	899	951	976	976
 Eololéctrica Energía Limpia Renovable	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921
 Fotovoltaica e Híbrido Energía Limpia Renovable	171	1,878	3,646	5,149	5,955	6,535
 Bioenergía Energía Limpia Renovable	374	375	375	378	378	408
 Nucleoeléctrica Energía Limpia No Renovable	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
 Cogeneración eficiente Energía Limpia No Renovable	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308
 Ciclo Combinado Energía Fósil	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413
 Térmica Convencional Energía Fósil	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343
 Turbogás Energía Fósil	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815
 Combustión Interna Energía Fósil	739	880	891	850	701	728
 Carboeléctrica Energía Fósil y Carbón	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463

Con información de CRE, CFE y Participantes del MEM.

Principales Centrales Eléctricas del MEM

La Figura 4.6.1 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas en operación y en pruebas de la CFE y los PIE que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información.

En la Figura 4.6.2 muestra la ubicación de las primordiales Centrales Eléctricas del sector privado en operación y en pruebas. Su entidad federativa y municipio de dichas centrales se encuentran en el Anexo 4.5.

Figura 4.6.1. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2022

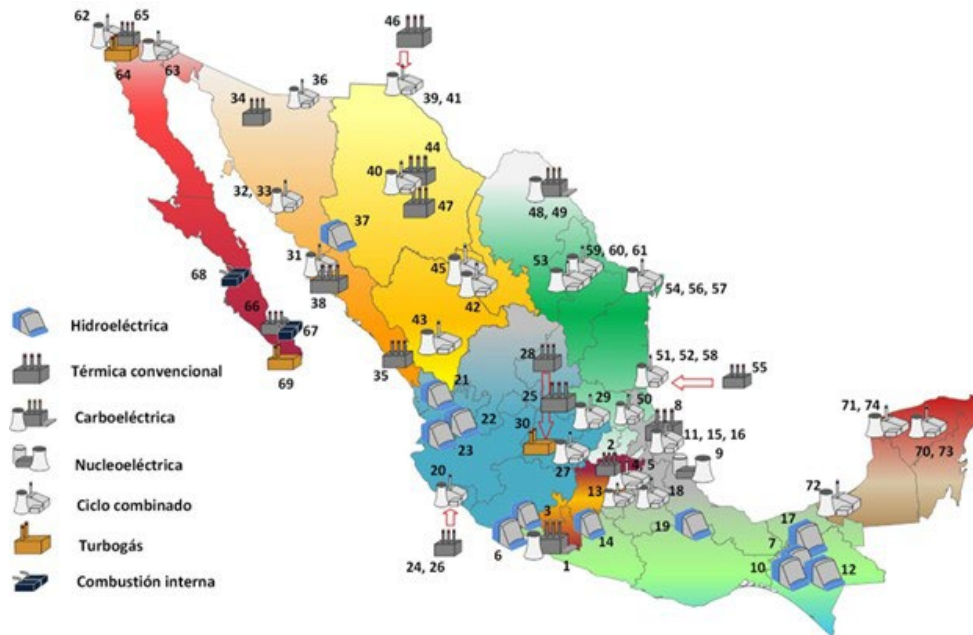
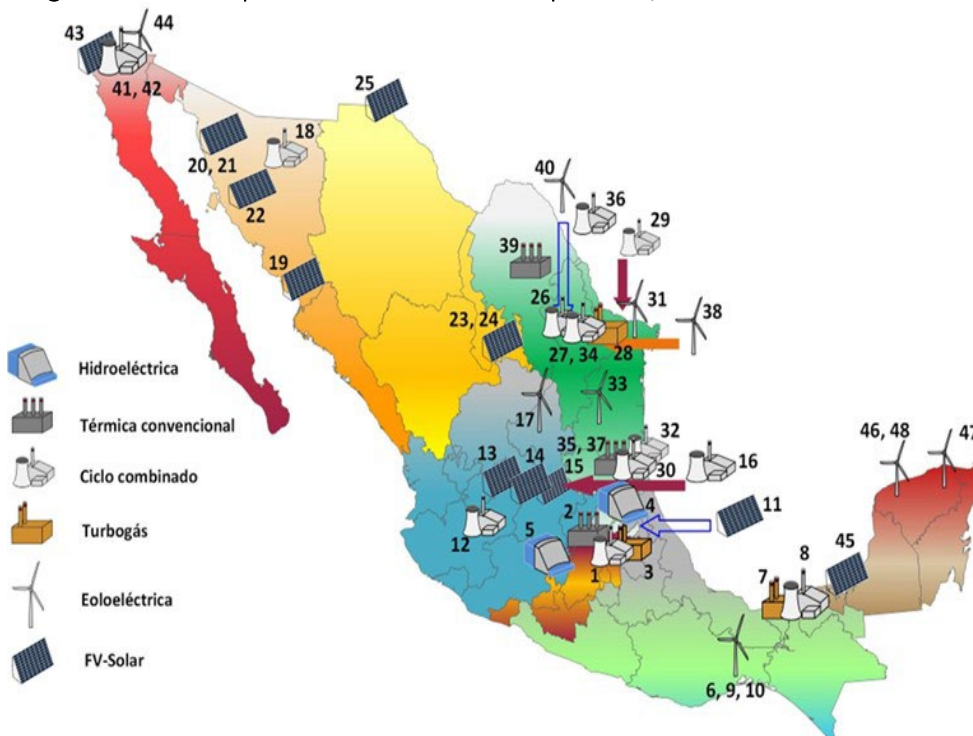


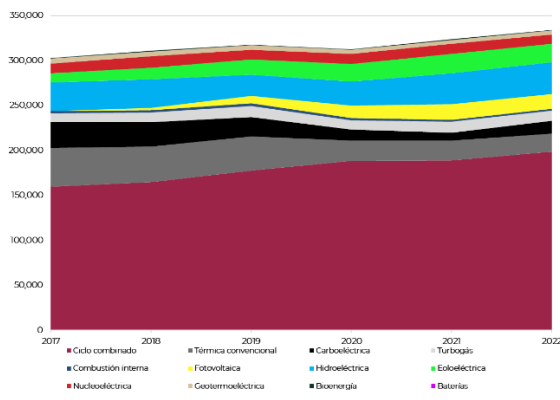
Figura 4.6.2. Principales Centrales Eléctricas privadas, al 31 de diciembre de 2022



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

En la Figura 4.7.1, se muestra la evolución de la generación neta (MWh) por tipo de tecnología, teniendo una producción de energía total de 317,820 GWh para el 2019, 236,262 GWh para el 2020, 323,526 GWh para el 2021 y 333,963 GWh para 2022; siendo la tecnología de Ciclo Combinado la de mayor producción de energía eléctrica en el SEN. No se considera la GD-FV y Autoabasto Local; esto debido a que el Autoabasto Local no utiliza la RNT, por tanto, no puede ser considerado como un participante dentro del MEM. Por otro lado, la GD-FV no es considerada dentro del PIIRCE. Para más información ir al Anexo 4.6 y derivados en el documento.

Figura 4.7.1. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017 – 2022 por tipo de tecnología



La Figura 4.7.2 presenta en el mapa de calor los estados que más participan en la generación de energía eléctrica en 2022, se observa que los estados de Tamaulipas y Veracruz son los que tienen una mayor producción de energía eléctrica en el SIN.

La Figura 4.7.3 presenta la participación mayor por tipo de tecnología por entidad federativa. 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 Fotovoltaica.

Figura 4.7.2. Mapa de la energía eléctrica producida por Entidad Federativa 2022 [GWh]

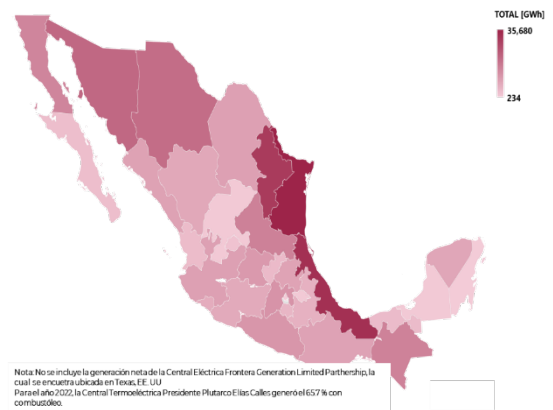
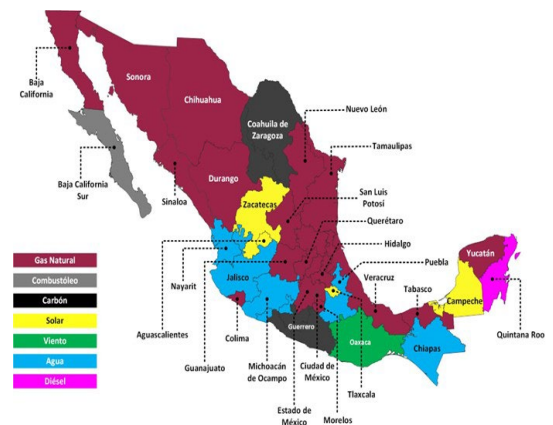


Figura 4.7.3. Mapa de los combustibles principales por Entidad Federativa con base a su capacidad de contrato de interconexión al 31 de diciembre de 2022



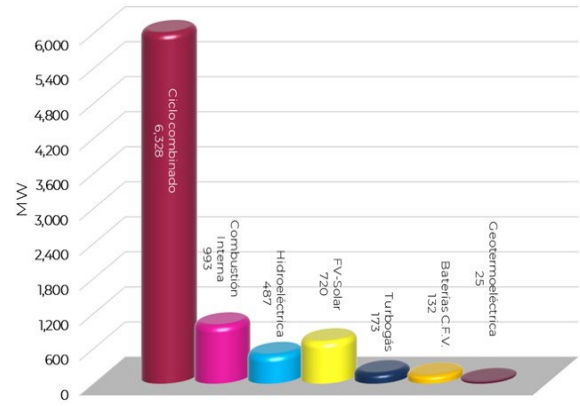
Fuente CRE, CFE y Participantes del MEM

Programa de Centrales Eléctricas de Proyectos Estratégicos de Infraestructura

En el PND 2019-2024 se establece en el rubro de Economía que las tarifas eléctricas se reducirán hacia mediados del sexenio, para esto se propone como propósito de importancia estratégica en la presente administración, la recuperación de la capacidad de generación de la CFE y que será palanca de desarrollo nacional, también se alentará la inversión privada estableciendo un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la administración pública federal, la SENER, determinó como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de Centrales Eléctricas con base al artículo 11, fracción XII de la LIE, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, e igualmente fortalecer a las empresas productivas del estado del sector energético, como se establece en el PND 2019-2024. La Figura 4.8.1 muestra las adiciones de capacidad neta esperada de 2023 a 2026.

Figura 4.8.1. Adiciones de capacidad neta (MW) esperada de 2023 a 2026 de proyectos estratégicos de infraestructura



Fuente: SENER

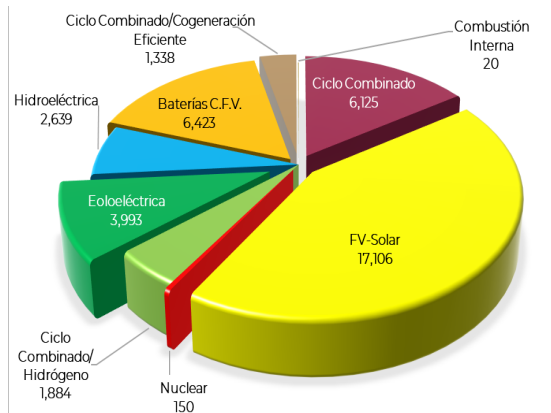
La Figura 4.8.2, presenta las adiciones de capacidad neta esperada del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética nacional de 2027 a 2037. En el ejercicio del PIIRCE 2023-2037 las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas FV y EO. Existen CCC con H₂, con una mezcla de 70 % CH₄ y 30 % H₂, y los CCC sin H₂, se ubican en regiones con recurso de gas natural.

Los CCC que no se consideran con H₂, se ubican en regiones con recurso de gas natural, donde el H₂ no es accesible debido a falta de recurso hídrico⁶ y se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.

⁶ En ejercicios futuros el CENACE recomendará a la SENER la factibilidad de analizar el avance tecnológico del proceso de pirolisis verde en los sitios con potencial de CH₄ con

recursos de Energías Limpias con irradiación o viento, y sin recurso hídrico.

Figura 4.8.2. Adiciones de capacidad neta esperada en MW de 2027 a 2037



Fuente SENER. El total de CC con Hidrógeno incluye la proporción del 30% de los nuevos CC y los convertidos.

El PIIRCE 2023-2037 junto a la estimación GD-FV tienen una adición de capacidad neta indicativa de Centrales Eléctricas con energía eléctrica primaria solar y viento de 39,942 MW en el periodo de 2023 a 2037.

La propuesta del PIIRCE 2023-2037 sobre el uso de H2 verde, se basa en el aprovechamiento de las regiones con potencial de producción y con infraestructura de gasoductos, y aprovecha esto para la conversión de 5,594 MW y 695 MW nuevos de capacidad instalada en la Red Eléctrica de CCC con una mezcla de 70 % CH4 y 30 % H2 entre 2028 y 2037, ir al Anexo 4.7.

La propuesta del PIIRCE incluye con elementos de REI, la adición de sistemas de almacenamiento con baterías entre 2023 y 2037 de 8,756 MW para mejorar la Confiabilidad en el SEN, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT; donde se espera que el cambio tecnológico de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming, términos en inglés) garantice su integración en el SEN para garantizar la Confiabilidad al desplazar las Centrales Eléctricas síncronas con combustibles fósiles por Centrales Eléctricas asíncronas

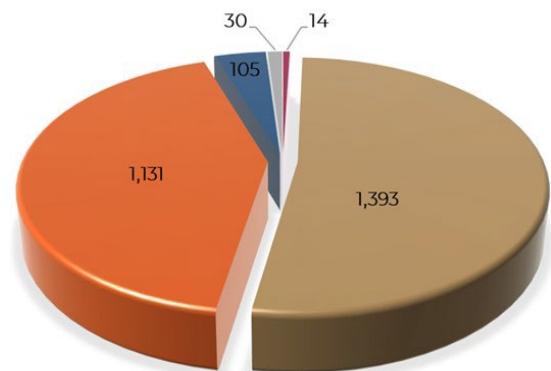
con base a electrónica de potencia con Energía Limpia.

En el PIIRCE 2023-2037 también se consideran 150 MW de capacidad neta nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

En el periodo de 2027-2037 las adiciones de tecnologías fósiles (incluye COGef) con gas natural se ven reducidas al 18.9 %.

La Figura 4.8.3 presenta la capacidad instalada a la Red Eléctrica a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2023 a 2031, donde 2,660 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica de Gas Natural, y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

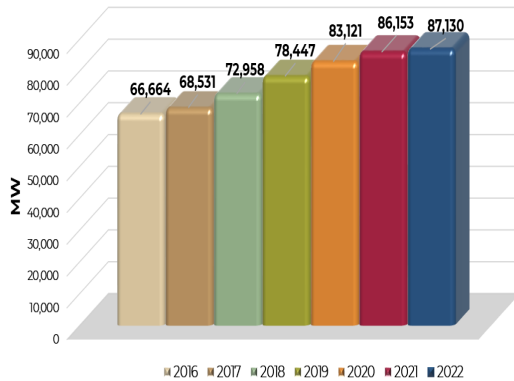
Figura 4.8.3. Capacidad instalada a la Red Eléctrica en MW de sustitución de Centrales Eléctricas



Fuente SENER.

La Figura 4.8.4 se presenta la evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica en operación comercial de 2016 a 2022 en el SEN.

Figura 4.8.4. Evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica (MW) 2016 – 2022.

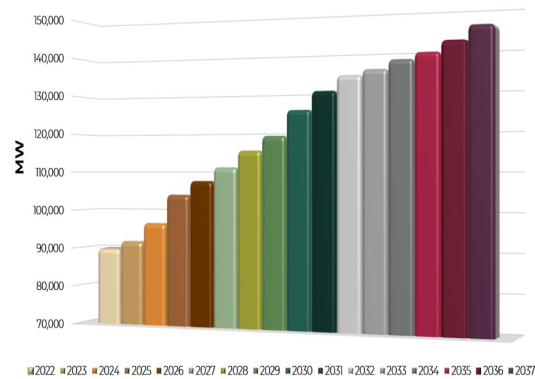


Fuente: CENACE con información CRE, CFE y Participantes del MEM.

De la Figura 4.8.4 se observa que, en los últimos cuatro años, la capacidad instalada a la Red Eléctrica se incrementó un 19.43 %. En este periodo la demanda máxima integrada neta (MWh/h) del SIN, SIBC y SIBCS se incrementaron 6.6%⁷ y el consumo neto 7.0 %, mientras que en el ejercicio del pronóstico del PAMRNT 2018-2032⁸ se estimaba un crecimiento del 13.8 % para la demanda máxima integrada y del 13.5 % para el consumo.

La Figura 4.8.5 presenta capacidad instalada a la Red Eléctrica en 2022, más la evolución esperada de la capacidad neta del PIIRCE 2023-2037 en el SEN (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV).

Figura 4.8.5. Capacidad instalada a la Red Eléctrica en 2022 más la evolución de la capacidad neta esperada 2023 – 2037. (MW).



Fuente: SENER del PIIRCE, CRE, CFE y Participantes del MEM.

Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas

El PIIRCE⁹ elaborado por la SENER resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con el cumplimiento de la política energética nacional, y reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronos con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la Confiabilidad del SEN.

La Figura 4.9.1, muestra la capacidad instalada a la Red Eléctrica en operación comercial y pruebas al cierre de 2022, así como la evolución esperada de la capacidad neta estimada a instalar por tipo de tecnología de generación del PIIRCE 2023 – 2037.

⁷ Supuesto de nuevo Sistema Interconectado Nacional (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Peninsular, Baja California, Baja California Sur y Mulegé).

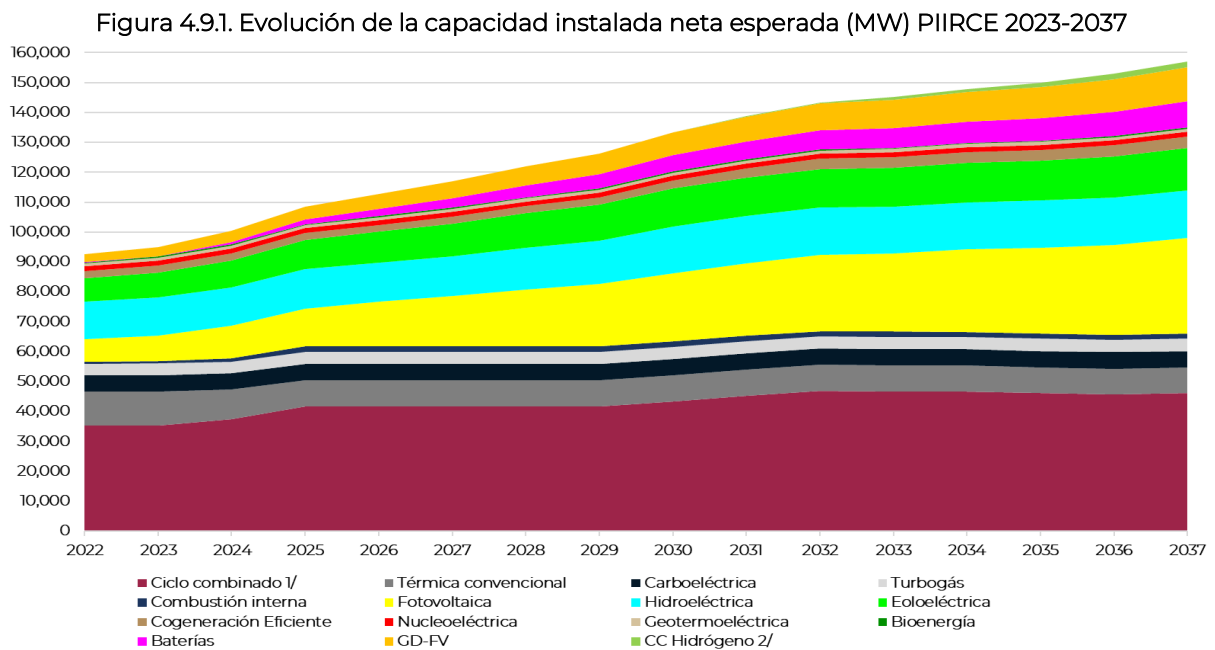
⁸ Se pronosticaba bruto.

⁹ El PIIRCE que elaboró la SENER son cantidades para el MEM, es decir lo que se integra a la RNT y las RGD del MEM.

Es importante destacar que en 2022 el 39.74 % de su capacidad total instalada a la Red Eléctrica (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y para el año 2037, esta participación se incrementará a 61.15 %.

El PIIRCE elaborado por la SENER para el periodo 2023-2026, sólo considera los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios

para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024; posteriormente, a partir de 2027 el proceso de optimización instala con el objetivo de abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, cumpliendo con las metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.



1/ Considera la proporción de 70 % de CH₄ de los Ciclos Combinados con mezcla de H₂ y las conversiones de 12 proyectos CC 100 % gas natural a: 70 % de CH₄ y 30 % de H₂.

2/ Considera la proporción de 30 % de H₂ de los Ciclos Combinados con mezcla de H₂.

Fuente: SENER

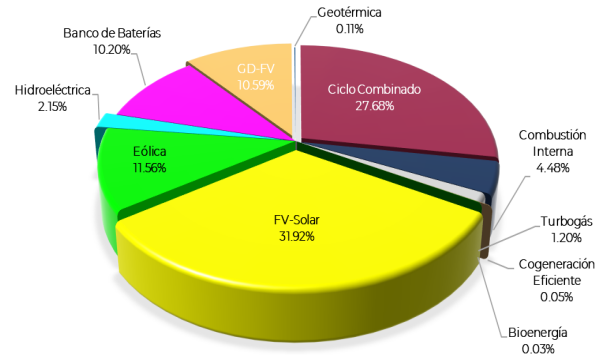
La gráfica de la Figura 4.9.2, muestra de manera porcentual el resultado del PIIRCE al 31 de diciembre de 2026 con una incorporación de capacidad neta esperada a instalar del 89.7% (equivalente a 20,437 MW) en la RNT y RGD del MEM, así como el 10.3% correspondiente a la capacidad a instalar de GD-FV equivalente a 2,349 MW (escenario planeación). Ir al Anexo 4.8 del documento.

La adición de la generación de CCC, TG y CI se observa en el PIIRCE es para poder tener la flexibilidad operativa que proporciona las nuevas tecnologías, resiliencia ante eventos climatológicos que no permitan la generación de Energías Limpias con fuente variable e intermitente, y se requieren para poder incorporar en el mediano y largo plazos tecnologías asíncronas, debido a que el cambio tecnológico de los inversores se

podría de forma masiva hasta el siguiente lustro.

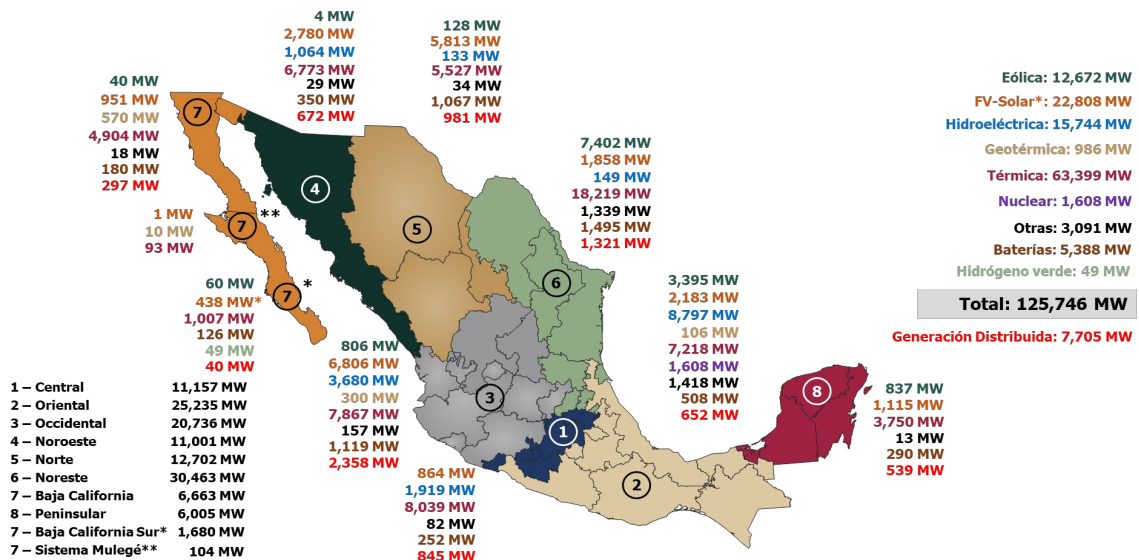
En la Figura 4.9.3 presenta la capacidad instalada neta esperada en MW por GCR y tipo de tecnología al 2030, donde se observa que las GCR NES, ORI y OCC representan el mayor incremento de capacidad neta por instalar al cierre de 2030, de acuerdo con el PIIRCE 2023-2037.

Figura 4.9.2. Porcentaje de adición de capacidad neta esperada por tecnología 2023-2026



Fuente: CENACE y SENER

Figura 4.9.3. Capacidad neta esperada en el SEN 2030



Térmica: Incluye Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica convencional, Turbogás y Carboeléctrica. Otras: solo incluye Bioenergía y Cogeneración Eficiente.
* El existe un proyecto híbrido con un Fotovoltaico con Batería que su Capacidad de Interconexión son 20 MW

Fuente: CRE, CFE, Participantes del MEM y SENER. Va incluyendo retiros y sustituciones
Las Capacidades son considerando los proyectos legados, instruidos, propuestos y en estudio de la RNT.

La Figura 4.9.4, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2023 a 2037 en el SEN, se considera la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo, se considera como auto consumo local la producción de energía eléctrica.

La incorporación de H₂ verde en las CCC, disminuye el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas.

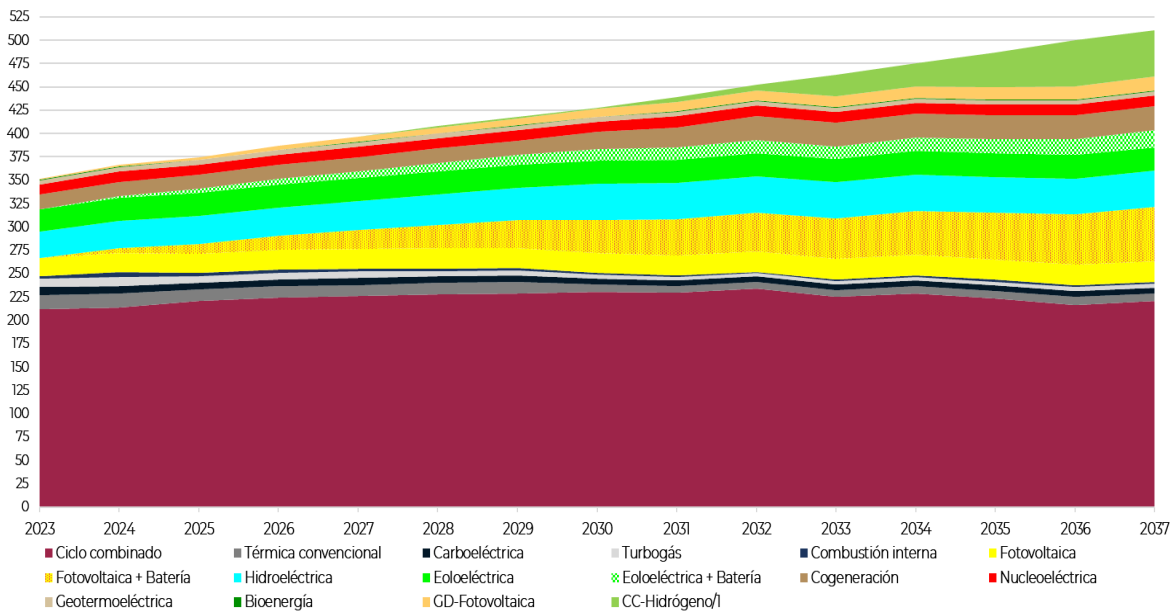
El PIIRCE 2023-2037 del periodo 2027-2037 estima una incorporación de capacidad neta a instalar de 46,832 MW, incluyendo la GD-FV (6,480 MW) y sistemas de

almacenamiento (6,423 MW de 2027 - 2037).

En la Figura 4.9.5 presenta la capacidad instalada neta esperada en MW por GCR y tipo de tecnología al 2037, donde se observan que las Centrales Térmicas

representarán el 45.4 % de la capacidad neta total a instalar, mientras que las Centrales de Energías Limpias (considerando que las Baterías están asociadas a una Central Eléctrica FV o EO) representan el 51.8 % al cierre de 2037, de acuerdo con el PIIRCE 2023-2037.

Figura 4.9.4. Evolución estimada de producción de energía eléctrica neta con base al PIIRCE 2023-2037 (TWh)



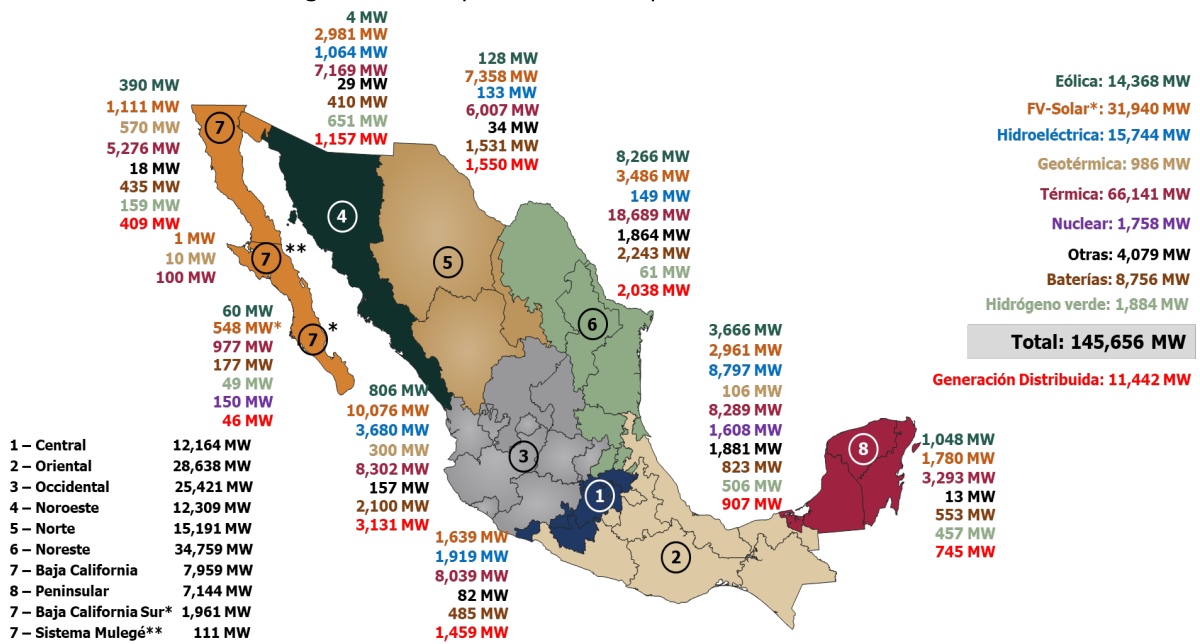
1/ Considera la proporción de 70 % de CH₄ de los Ciclos Combinados con mezcla de H₂.

2/ Considera la proporción de 30 % de H₂ de los Ciclos Combinados con mezcla de H₂.

Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.

Fuente: SENER

Figura 4.9.5. Capacidad neta esperada en el SEN 2037



Térmica: Incluye Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica convencional, Turbogas y Carboeléctrica. Otras: solo incluye Bioenergía y Cogeneración Eficiente.
* El existe un proyecto híbrido con un Fotovoltaico con Batería que su Capacidad de Interconexión son 20 MW

Fuente: CRE, CFE, Participantes del MEM y SENER

Las Capacidades son considerando los proyectos de infraestructura en la RNT y RGD del MEM: legados, instruidos, propuestos PAMRNT 2023-2037 y en estudio resultado del PIIRCE 2023-2037.

Evolución de emisiones de CO₂e

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 inglés). 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. De los compromisos de México, se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales

de GEI en un 22 % al 2030. 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 %.

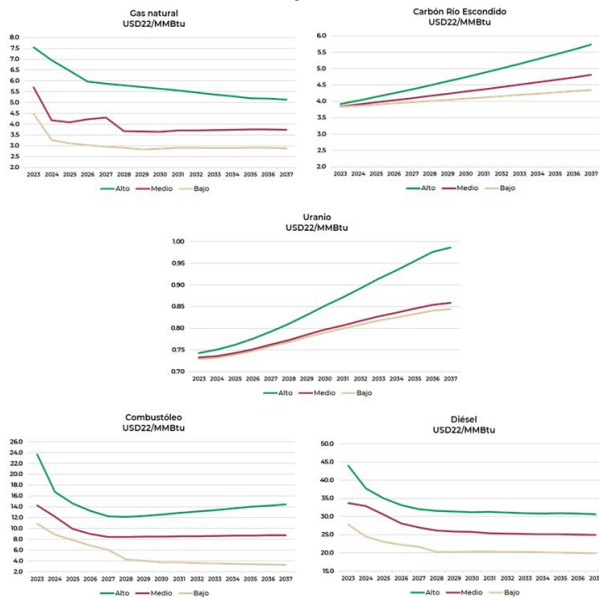
Se observa en el PIIRCE 2023-2037 con la incorporación de Energías Limpias una tendencia a reducir las emisiones de CO₂e en cumplimiento del Acuerdo de París.

Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planeación para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos se utilizan las trayectorias de precios de combustible de la SENER para: gas natural, carbón, combustóleo, diésel y

uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.10.1 presenta dichas trayectorias. Ir al Anexo 4.9 del documento para más información.

Figura 4.10.1. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo.



Fuente: SENER

Cuadro 4.10.1. Precios nivelados de combustibles en \$/MMBtu

COMBUSTIBLES	2018-2032	2019-2033	2020-2034	2021-2035	2022-2036	2023-2037
Combustóleo	9.90	11.19	5.55	5.85	7.99	9.91
Diésel	25.44	27.49	20.82	21.11	22.11	28.14
Carbón	3.48	3.90	3.82	3.57	3.55	4.73
Gas Natural	5.26	5.03	2.95	3.18	3.16	4.13
Uranio	0.71	0.71	0.73	0.73	0.72	0.78

Fuente: SENER con información de la CFE

Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva

Para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos por el CENACE, el MR de capacidad, es un indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante el periodo de estudio.

En el Cuadro 4.10.1, se presenta la comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, y 2023 mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración de las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.

En los estudios realizados por el MR conforme al valor indicativo de la reserva de planeación eficiente en términos de margen de reserva dictado en la política de se consideró el MR eficiente, dictado en la política de Confiabilidad, 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.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la FV, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche. Derivado de esto, el PIIRCE 2023-2037 considera sistemas de almacenamiento con elementos REI para desplazar producción de energía eléctrica con fuente primaria solar y viento a escenarios de demanda donde se requiera para el cumplimiento del MR.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

donde, CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6 %.

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.

Las Figuras 4.11.1 y 4.11.2, presentan el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna y nocturna del SEN. Ir al Anexo 4.10 del documento.

Figura 4.11.1. Evolución de la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva (%) durante la demanda máxima diurna



Fuente: SENER

Figura 4.11.2. Evolución de la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva (%) durante la demanda máxima nocturna



Fuente: SENER

Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2022 – 2026

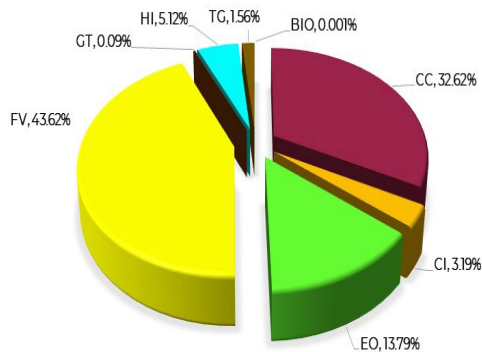
Considerando la información generada en la Planeación del SEN, el CENACE atiende las Solicitudes de Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas en sus diferentes Modalidades, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de

Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

A enero del 2023, la capacidad de generación en fase de Estudio para Centrales Eléctricas de todas las tecnologías, en las diferentes etapas de los Estudios y en el SEN, supera los 70,000 MW¹⁰. La Figura 4.12.1 muestra la segmentación por tipo de tecnología y la capacidad de generación en proceso de Estudios de Interconexión.

Las tecnologías que prevalecen en las Solicitudes de Estudios de Interconexión en proceso de Estudios son: fotovoltaica, con más del 43 %; ciclo combinado, superando el 32 %; y eólica con el 13 %.

Figura 4.12.1. Segmentación por tecnología de Centrales Eléctricas en proceso de Estudio de Interconexión



Fuente: CENACE a enero 2023.

La Figura 4.12.2, muestra una comparación representada en porcentaje de la Capacidad en Estudio, entre las Centrales Eléctricas con tecnología fotovoltaica y eólica con respecto a las Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás). Para el 2023, la relación de la tecnología fotovoltaica y eólica respecto térmica es de aproximadamente 1 a 2.

Figura 4.12.2. Comparativo de las tecnologías fotovoltaica y eólica respecto a las térmicas por año de fecha de entrada en operación



FV: Fotovoltaica, EO: Eólica y TE: Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás).

En la Figura 4.12.3 se observa la capacidad de generación en Estudio en un ámbito geográfico de cada una de las GCR. Las GCR que tienen mayor capacidad de generación en Estudios son: Occidental, Oriental, Norte y Noreste, donde se concentra más del 76 % del total de capacidad de generación que pretende interconectarse al SEN.

En la parte norte del SEN, integrado por las GCR Noroeste, Norte y Noreste, se tiene más del 27 % del total de la capacidad de generación actualmente en estudio, estas GCR son actualmente exportadoras de energía eléctrica hacia las GCR del sur. En estas regiones del sistema, las tecnologías que predominan en las Solicitudes de Estudios de Interconexión son la fotovoltaica y eólica, las cuales representan más del 57 % de la capacidad de interconexión en estudio.

En la Figura 4.12.3 se observa la capacidad de generación en Estudio en un ámbito geográfico de cada una de las GCR. Las GCR que tienen mayor capacidad de generación

¹⁰ Se contabilizaron las solicitudes de Estudios de interconexión recibidas durante la suspensión de plazos

en Estudios son: Occidental, Oriental, Norte y Noreste, donde se concentra más del 76 % del total de capacidad de generación que pretende interconectarse al SEN.

En la parte norte del SEN, integrado por las GCR Noroeste, Norte y Noreste, se tiene más del 27 % del total de la capacidad de generación actualmente en estudio, estas GCR son actualmente exportadoras de energía eléctrica hacia las GCR del sur. En estas regiones del sistema, las tecnologías que predominan en las Solicitudes de Estudios de Interconexión son la fotovoltaica y eólica, las cuales representan más del 57 % de la capacidad de interconexión en estudio.

consumo derivado de la pandemia a nivel mundial, el retraso de los proyectos instruidos o cancelados de ampliación y modernización en la RNT desde 2015, la integración cada vez mayor de GD-FV y su efecto en la demanda y consumo, así como la capacidad de generación con contrato de interconexión que se instalará en los próximos años en el SIN; se prevé que, para los proyectos que se encuentran en Estudio, así como para nuevas solicitudes de Estudios de Interconexión, se requerirá a los solicitantes, además de las Obras de Interconexión, de Obras de Refuerzo en la RNT, compensación, transformación, y Sistemas de Almacenamiento entre otras, destacando las problemáticas de saturación siguientes:

Figura 4.12.3. Capacidad de generación en etapa de estudio por GCR



Considerando los Estados Operativos del SIN, el Margen de Reserva Operativo, en los ajustes de los Pronósticos de demanda y

- En los corredores de transmisión troncales de las GCR Noroeste y Norte (principalmente Red Eléctrica de 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).

5

Diagnóstico operativo 2022

5. Diagnóstico operativo 2022

Análisis por Gerencias de Control Regional

Se presenta una evaluación del comportamiento del SEN en la Confiabilidad y su relación con la eficiencia del MEM. Principalmente se resumen los aspectos más relevantes de las condiciones operativas en el campo de Generación, Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva de la RNT y RGD del MEM. Asimismo, se indican

las obras programadas para resolver los problemas de Confiabilidad, la propuesta de nuevas obras y urgencias para que la SENER disponga de sustento e instruya a la CFE en el cumplimiento de obras de lo que fue el POISE.

Cuadro 5.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía eléctrica para atender su demanda. Durante el 2022, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 29 de marzo a las 20:21 horas, con un valor de 8,694 MW y en este punto operativo se contó con un monto de generación eléctrica local de 5,531 MW e importación de energía eléctrica de 3,163 MW a través de Compuertas de Flujo de transmisión en 400, 230 y 115 kV, es decir, se importó el 36.4 % de la demanda. Por otro lado, el registro de la menor demanda del periodo ocurrió el primero de enero de 2022 a las 07:40 horas, con un valor de 4,040 MW y con 1,822 MW de generación local. • El 29 de marzo de 2022 entró en operación comercial la nueva Planta de Aguas Residuales Atotonilco con una capacidad neta de 29.9 MW. • El 4 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Paquete 2 de la CCC Valle de México con una capacidad neta de 675.28 MW. • Respecto a los proyectos de generación que se interconectan en Redes Eléctricas de distribución, con fecha del 30 de agosto de 2022 entró en operación comercial el proyecto de generación del Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles que consiste en generación a base de gas natural con una capacidad de 20.7 MW y generación a base de producción fotovoltaica con una capacidad de 0.8 MW.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El Corredor de transmisión Teotihuacán-Texcoco en 400 kV, transmite el flujo de potencia activa que es inyectada desde las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del Golfo de México, así como parte de la generación de las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del pacífico y del occidente del país. Lo anterior, propicia flujos de potencia activa coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia la SE Texcoco por medio de la RNT en 400 y 230 kV. Durante el periodo de enero a diciembre de 2022 se alcanzaron flujos superiores a los 1600 MVA en el Corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV, con el cual, se alcanza el valor del Límite Operativo de transmisión de una de las Líneas de Transmisión ante la contingencia de la LT paralela, dicho Estado Operativo Alerta a Emergencia se mantuvo en alerta durante 108 horas. • En el PAMRNT 2021-2035, se identificó el requerimiento para la repotenciación de los dos circuitos en 400 kV Teotihuacán-Texcoco con fecha necesaria para abril de 2021, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2029; este proyecto fue instruido para su construcción en el mes de julio 2021 por la SENER a CFE 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 disparo automático de generación 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 LT de 400 kV. • 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 de la Red Eléctrica en el nivel 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 Línea de Transmisión del corredor en 230 kV Texcoco - Valle de México a fin 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).

... Continuación

Cuadro 5.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central

<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se mantiene una capacidad de transmisión limitada de 35 MW (Límite Operativo) en la LT Toluca - 73L30 – Lerma de 85 kV, por lo que el monto de despacho de la generación asociada con la CH Lerma está condicionado al Límite Operativo del circuito. <p>El día 15 de noviembre de 2022 entró en operación la SE Cubitos en la RNT de 85 kV, conformada por un transformador de 30 MVA (85/23 kV) y un banco de capacitores de 1.8 MVar, entroncándose en la LT Parque Industrial Reforma – 73T10 – Pachuca.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El día 6 de marzo de 2022 entró en operación SE Morales en la RNT en el nivel de 230 kV, conformada por dos transformadores de 60 MVA (230/23 kV) y dos bancos de capacitores de 9 MVar cada uno, integrándose a la RNT a través de circuitos subterráneos entre las Subestaciones Polanco y Verónica de 230 kV. • El día 31 de diciembre de 2022, en la Zona de Lázaro Cárdenas, Michoacán, entró en operación comercial el Centro de Carga Arcelor Mittal en la RNT en el nivel de 230 kV, mismo que se alimenta de la SE Arcelor Mittal Maniobras. • El día 11 de noviembre de 2022 se energizan los cables de alimentación para la nueva SE Buen Tono en la RNT en el nivel de 230 kV, conformada por cuatro transformadores de 60 MVA (230/23 kV), integrándose a la RNT a través de circuitos subterráneos entre las SE Kilómetro Cero y Jamaica de 230 kV. Debido a trabajos de puesta en operación, actualmente las instalaciones se encuentran desenergizadas. • Aún sin solución los problemas sociales que impiden continuar con los trabajos de reforzamiento del corredor de 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, este corredor 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.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El AT de la SE Pachuca Potencia de relación 400/230 kV localizado en el corredor de transmisión 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 de alerta cuando se presentan altos flujos en el corredor de 400 kV Poza Rica Dos – Tula. En el año 2022 se presentaron 426 horas en estado de alerta y 28 horas en estado de emergencia operativa al superar el monto determinado para la compuerta. Dada la importancia que guarda la conectividad de la Red Eléctrica en esta región del SIN, recientemente el corredor de transmisión Poza Rica Dos – Tula fue declarado compuerta crítica del SIN con un Límite de flujo de transmisión de 690 MW en la LT Poza Rica Dos - Pachuca Potencia. • En la zona de Atlacomulco, ante la contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia de 400 kV o del banco de transformación de la SE Atlacomulco Potencia de relación 400/115 kV, se presentan 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, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2023, este proyecto fue instruido para su construcción en 2018 por la SENER a CFE, y actualmente CFE Transmisión reporta que se encuentra en proceso de construcción. • El día 2 de febrero del 2022 el AT de la SE Nochistongo de relación 230/115 kV, presentó flujos de potencia activa momentáneos que alcanzaron el 90 % de su capacidad nominal (100 MVA), esto motivado por la salida de servicio de la línea Jilotepec Potencia 93N20 Dañú, siendo el AT el principal elemento de respaldo en la transmisión de energía eléctrica a la Red Eléctrica de la zona de Jilotepec de 115 kV.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Donato Guerra y Red Eléctrica asociada en 400 kV se presentan 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 260 horas con tensiones de operación por arriba de 420 kV, llegando a valores instantáneos de 424.8 kV, lo que pone en riesgo el aislamiento del equipo en Subestaciones Eléctricas. Para mitigar esta problemática se han instrumentado estrategias 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, por lo cual se tiene programado el traslado de dos reactores de 31.75 MVar cada uno provenientes de la SE Temascal a instalarse en la SE Donato Guerra, con fecha factible para diciembre de 2023, este proyecto fue instruido para su construcción en 2017 por la SENER a CFE, y actualmente CFE Transmisión reporta que está en construcción.

... Continuación

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

<p style="text-align: center;">GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante el periodo de enero – diciembre del 2022 ha entrado en operación un proyecto de generación de tecnología TG de 1.5 MW de capacidad instalada con fecha de entrada en operación del 01 de mayo de 2022, dada su ubicación, presenta beneficios en el suministro de la demanda de energía eléctrica, ya que se atiende de forma local evitando pérdidas eléctricas I²R y saturación de la Red Eléctrica por el traslado de grandes bloques de energía eléctrica a la zona central del país. • En este mismo periodo, la producción de energía eléctrica hidráulica considerando las Centrales Eléctricas del ámbito de la Gerencia de Control Regional Oriental, fue de 1,534.9 GWh. • La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en 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 de Transformación de relación 230/115 kV. 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 sin embargo, en julio de 2022 la CFE Transmisión informó a CENACE que las obras que componen a dicho proyecto rebasan el techo presupuestal considerado para su construcción, por lo que, se propone a la SENER una Alternativa de modificación a la obra, para la cual, se tiene en evaluación y autorización por parte de la SENER. Dicho proyecto contempla la incorporación de transformación 400/115 kV, que permitirá resolver la dependencia de generación de la Central Eléctrica, así como problemáticas existentes en la RNT e incremento en la capacidad de suministro en la zona de distribución Veracruz.
<p style="text-align: center;">TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El Corredor de transmisión compuesto por dos Líneas de Transmisión en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia y Juile (A3V30 y A3V40) 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 en las Centrales Eléctricas EO instaladas en el Istmo de Tehuantepec. Durante el periodo de enero - diciembre del 2022 el Corredor de transmisión ha operado en 2,213 horas por encima de su Límite Operativo, alcanzando un flujo de potencia activa máximo de 1,707 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 información proporcionada por CFE Transmisión el proyecto tiene fecha factible de entrada en operación para noviembre de 2030. • Debido a la escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, se tiene una disminución en la generación de energía eléctrica en la GCR Peninsular, y en consecuencia el déficit de energía eléctrica es proporcionado a través de la Compuerta de Flujo entre las regiones Grijalva y Tabasco, el cual está compuesto por dos LT en 400 kV, estas son Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia y Malpaso II - A3U90 - Tabasco Potencia, y por el AT 02 de Malpaso II. La compuerta de flujo tiene establecido un Límite Operativo de 1,150 MW, arriba de este valor se habilita un EAR-DAC. Durante el periodo de enero - diciembre del 2022, el tiempo de operación de Estado Operativo Alerta a Emergencia fue de 892 horas, alcanzando un valor máximo de 1654 MW. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante con el propósito estratégico establecido en el PND 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 incluyen dos proyectos de CCC en Mérida y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MPPCD. Por tanto, la problemática expuesta se prevé se solventaría hasta el segundo semestre de 2024. • CFE Transmisión informó que revisará las condiciones del proyecto del tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia de 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. Este proyecto tiene como finalidad incrementar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el estado de Guerrero, evitando realizar acciones operativas para controlar el flujo de energía eléctrica de la actual LT Pie de la Cuesta – 93060 - Ixtapa Potencia de tal manera que no supere el Límite Operativo definido para soportar la eventual contingencia de esta Línea de Transmisión o una LT Mezcala – Zapata, entre estas acciones se estaría evitando sincronizar generación de la CE Caracol para controlar el flujo de energía eléctrica en esta Compuerta de Flujo. • 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 2022, se han alcanzado valores de exportación de energía eléctrica entre 240 y 346 MW, por un periodo de 927 horas. En el caso de importación el valor máximo alcanzado fue de 166 MW. • 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 Tapachula Potencia T1 y Angostura T6, a su vez, dependen directamente de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura de 400 kV. Por lo tanto, ante la eventual salida de operación de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura, se presentan problemas de abatimiento de tensión y desconexión descontrolada de carga, así como desconexión de la LT Tapachula – Los Brillantes que interconecta con Guatemala.

... Continuación

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

<p>TRANSMISIÓN</p>	<p>El CENACE ha propuesto tres proyectos que han sido instruidos para su construcción por parte de CFE Transmisión y permiten resolver las problemáticas existentes en la región. El primero, propuesto en PAMRNT 2015-2029 denominado "Línea de Transmisión en Corriente Alterna en Tapachula Chiapas", para atender la contingencia sencilla (N-1) del único circuito en 400 kV Tapachula Potencia – Angostura y que consiste en el tendido del segundo circuito de la LT existente Tapachula Potencia – Angostura, cuya fecha de entrada en operación ha sido diferida por CFE hasta febrero de 2029. El segundo, propuesto en el PAMRNT 2020-2034 denominado "Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal", para atender la sobrecarga del transformador Angostura T6 y saturación en Red Eléctrica de 115 kV ante contingencia sencilla (N-1), esto al incrementar la capacidad del Angostura T6, así como adicionar una LT en Red Eléctrica de 115 kV, de la cual, CFE Transmisión ha informado su fecha de entrada en operación para abril del 2029; y el tercero, recientemente propuesto en PAMRNT 2021-2035 denominado "Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal" que consiste en la instalación de dos STATCOM (Equipo de compensación dinámica) 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 agosto de 2029.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Debido al incremento natural de la demanda, incremento en los flujos de potencia activa en el Corredor de transmisión en 230 kV Jalacingo - Zocac – Texcoco y la interconexión de proyectos de Centrales Eléctricas FV en el mismo Corredor, se ha provocado la saturación de los autotransformadores de relación de transformación 230/115 kV instalados en la SE Zocac, cuando se presenta la eventual salida de operación de la LT Zocac – 93110- La Malinche. Para solucionar esta problemática, se tiene en programa el proyecto instruido denominado "Suministro de energía eléctrica en la zona Tlaxcala", el cual incluye la construcción del segundo circuito Zocac – La Malinche en 230 kV e incremento de capacidad de transmisión en el Corredor Mazatepec – Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras – Zocac, su fecha factible informada por CFE Transmisión es de febrero de 2029.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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, en julio de 2019 se implementó el EAR que consiste en el disparo automático de interruptor de LT en 230 kV en la zona Veracruz que reduce la saturación en ambos AT de la SE Manlio Fabio Altamirano, sin embargo, se reduce en gran medida la Confiabilidad de suministro en la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de Veracruz; en registros históricos del periodo de enero - diciembre del 2022 se mantuvieron las condiciones para operar dicho esquema por 2,875 horas. Para incrementar la Confiabilidad y eliminar la dependencia del EAR, se tiene instruido el proyecto "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, las cuales alimentan la Red Eléctrica de 115 kV que suministra energía eléctrica al puerto de Veracruz. • Ante la contingencia del transformador Yautepec Potencia de relación 400/115 kV, se presentan sobrecargas de hasta 150 % en cada uno de los AT de la SE Zapata de relación 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 Yautepec Potencia T3, sin embargo, aún sigue siendo una situación que prevalece, ya que, para evitar la saturación de los AT 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 "Suministro de energía eléctrica en Morelos", el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión, cumpliendo también con el objetivo de sustituir el proyecto instruido "Tlaltizapán Potencia Banco 1" que estaba en proceso de revisión y se encontraba pausado a consecuencia de las obras asociadas al proyecto "Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec – Valle de México" del que CFE canceló su proceso de Licitación. • El transformador de la SE Angostura superó el 90 % de su capacidad nominal durante 497 horas en el periodo de enero – diciembre del 2022. Adicionalmente ante la salida de operación del banco de transformación en Tapachula Potencia se presentará alta carga en el AT de la SE Angostura y problemática de abatimiento de la tensión en las zonas Tapachula y San Cristóbal que provoca el requerimiento de cortes de carga, como se menciona en la sección previa (Transmisión), en el PAMRNT 2020-2034 se tiene en programa el proyecto instruido "Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal", que consiste en incrementar la capacidad del transformador Angostura T6, y reducir el riesgo de afectación de carga por EAR-DAC, cabe mencionar que la fecha de entrada en operación del proyecto antes citado informada por CFE Transmisión es de abril de 2029.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se siguen presentando afectaciones de carga por problemas de control de tensión en la Red Eléctrica del Corredor de transmisión de la Costa Chica y Costa de Oaxaca en 115 kV que alimenta centros turísticos importantes, esto es, ante contingencias sencillas (N-1) de LT desde la SE Juchitán II hasta la SE Quemado, en el periodo de enero - diciembre del 2022 se tuvo un valor de energía no suministrada (ENS) de 672 MWh. Se tiene en programa el proyecto propuesto en PAMRNT 2019-2033, "Suministro de energía eléctrica en la zona Huatulco y Costa Chica", que consiste en la instalación de equipos de STATCOM en las SE Pochutla y Agua Zarca en 115 kV, ha sido instruido desde 2019 y su fecha factible para octubre de 2024.

... Continuación

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Se presentan afectaciones de carga y operación de EPS por bajo voltaje ante contingencia de la LT Angostura – A3T30 - Tapachula Potencia o el Transformador Tapachula Potencia T1, teniendo para el periodo de enero - diciembre del 2022 un valor de ENS de 48 MWh, de esta manera, el proyecto “Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal” que incluye la construcción de dos STATCOM, dará soporte de tensión ante la pérdida del actual circuito Angostura – Tapachula Potencia y completado el proyecto del segundo circuito Angostura – Tapachula Potencia, apoyará ante fallas dobles del mismo Corredor, que pudieran presentarse dado que ambos circuitos comparten estructura, a su vez dará soporte de tensión y se evitarán afectaciones de carga ante la salida del transformador de Tapachula Potencia T1 ya sea por falla o salidas a mantenimiento.
--------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Para el día de demanda máxima de esta Gerencia, ocurrida el 11 de mayo de 2022 a las 16:55 horas, se contó con una generación local de 7,703 MW y se tuvo una importación de 2,984 MW de otras regiones, para atender una demanda total de 10,687 MW. Lo anterior, equivale a que aproximadamente el 28 % de la demanda de la Gerencia fue suministrada por las Compuertas de Flujo con las GCR vecinas. • La demanda máxima instantánea incremento aproximadamente 1.7 % respecto a la presentada en 2021 (10,505 MW). Siendo esto un indicador de que se ha tenido una recuperación en el consumo de energía eléctrica posterior a las medidas tomadas para evitar los contagios por COVID-19 en el año 2020. • Durante el periodo enero – diciembre del 2022, han entrado en operación comercial dos Centrales Eléctricas para una capacidad adicional en el sistema de 191.29 MW, de los cuales 180 MW son de tecnología fotovoltaica. Asimismo, se encuentran en pruebas preoperativas nueve Centrales Eléctricas más, con una capacidad total de 738.29 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 2022 la GCR estuvo importando energía eléctrica desde otras GCR de control. • En comparativa con el año 2021 en el año 2022 se presentó un incremento en la energía eléctrica generada en la GCR Occidental tanto con fuentes renovables como convencionales de aproximadamente 2,527 GWh. De los principales cambios identificados respecto al periodo anterior destaca que la generación de tecnología Hidráulica, Fotovoltaica y Ciclo Combinado presentaron una disminución de alrededor 5,092 GWh comparado con el 2021, mientras que la generación de tecnología Eólica, Geotérmica y Combustión Interna mostraron un incremento importante respecto al año pasado de alrededor 527 GWh. Por otro lado, la generación Térmica Convencional, Turbogás y Cogeneración no presentaron cambios significativos. Al igual que en años anteriores, las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado siguen siendo la tecnología de generación más utilizada en la Gerencia con un 44.83 % de participación total en el año 2022, mientras que la combustión interna solo representa el 0.07 % de la generación total del 2022. • Debido a una falla en su transformador principal, de junio - octubre del 2022 estuvo fuera de servicio la CE fotovoltaica Pachamama de 300 MW de capacidad, ubicada en el estado de Aguascalientes. • En el mes de septiembre derivado del sismo magnitud 7.7 se presentó la desconexión del Ciclo Combinado 2 y las unidades 9, 11 y 12 de la CE Manuel Álvarez Moreno lo que provocó que la regulación de tensión en la zona para disminuir tensiones se hiciera a través de la apertura de Líneas de Transmisión en 400 kV y 230 kV reduciendo la Confiabilidad y seguridad de la RNT.
TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Se ha detectado la necesidad de incrementar la capacidad de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 69 a 400 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las Líneas de Transmisión. En el periodo enero a diciembre del 2022 se realizó la modernización de equipo serie en nueve Líneas de Transmisión de 115 kV y dos en 400 kV con lo que se logró incrementar su capacidad de transmisión de energía eléctrica. El listado de las Líneas de Transmisión con las necesidades de sustitución se encuentra dentro de un proyecto de modernización de Compuertas de Flujo de transmisión, que forma parte de las propuestas del PAMRNT 2019-2033 y fue instruido a CFE Transmisión 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 a diciembre de 2027. • 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. 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. La obra tiene la fecha estimada de terminación para julio de 2024. Actualmente, se tiene la necesidad de cerrar la LT Calvillo – 73100 – Salitre que se opera normalmente abierta lado Salitre dado que faltan trabajos para ponerla en servicio. Dicha Línea de Transmisión es muy importante ya que ante contingencia de la LT Aguascalientes I – 73930 – Taray o Taray – 73800 – Salitre se pierde la carga de las SE Taray, Salitre, Jalpa, Tlaltenango, Bolaños y la empresa Minerales y Minas Mexicanas. Además de que la SE Calvillo está conectada de manera radial desde la SE Aguascalientes I. Finalmente, desde el 30 de noviembre de 2021 y hasta diciembre del 2022 estuvo conectado en puente de la LT Aguascalientes Potencia – 73380 – Omega (lado Aguascalientes Potencia) con el alimentador de la LT Aguascalientes Potencia – 73430 – Alfa Nissan (operándola abierta) debido a daño por vandalismo en cable de potencia de transición de la LT 73380.

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la zona León desde agosto del 2020 la barra de la SE León Malecón se encuentra indisponible debido a vandalismo dentro de la Subestación Eléctrica, por lo que los bancos de transformación de alta a media tensión se encuentran conectados de manera directa a las Líneas de Transmisión de 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 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 31 de enero del 2023. • En abril 2021, la LT Aguascalientes Oriente - 93A10 - Maniobras Solem fue repotenciada a calibre 821 kcmil tipo ACCC/GROSBEAK/TW y así alcanzar un Límite Operativo de 384 MVA, para evitar saturación debido a las condiciones de demanda-despacho de las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí. Sin embargo, aún se sigue aplicado estrategias operativas en la región de San Luis Potosí. Desde el 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P18-OCI: San Luis Potosí Banco 3 (traslado)" con fecha de entrada en operación en diciembre de 2023. • Desde agosto 2021 se otorgó una licencia en muerto a la LT Santa María-A3330-Salamanca por daños en la estructura número 70, lo cual impactó en la Confiabilidad de la zona ya que fue necesario reducir el Límite Operativo de los Corredores en 400 kV Querétaro – Santa María y Querétaro. Lo anterior se debe a que, con un flujo alto en dichos Corredores, ante contingencia sencilla (N-1) de la LT Santa María-A3990-Salamanca se presentan sobrecargas en el T-01 400/115 kV de la SE Santa María y en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Celaya, con riesgo de apertura del transformador por sobrecarga y pérdida de elementos en cascada en la zona Celaya. La Línea de Transmisión quedó en servicio el 21 de mayo de 2022. • Desde enero 2022 a la fecha la LT Aeroespacial-73A60-Aerotech se encuentra con daño en los empalmes de los registros debido a vandalismo, por lo que actualmente el transformador de la SE Aeroespacial se encuentra conectado en tap lo que disminuye su Confiabilidad. • Durante el año 2022 está Gerencia mantuvo su comportamiento del periodo previo como una GCR que importa energía eléctrica del norte del país (GCR Noroeste, Norte y Noreste) 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 Subestaciones Eléctricas de la GCR Occidental o una alta transferencia de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión de 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 diciembre de 2025, para incluir una Compuerta de Flujo adicional entre el norte y centro del país y evitar la saturación en la Red Eléctrica de 400 kV de la GCR Occidental. • De manera general se observan algunas variaciones en el sentido de los flujos al igual que el año 2021, también con algunos cambios en la cantidad de energía eléctrica tanto importada como exportada desde la GCR, lo que ha impactado en una disminución considerable del número de horas por encima del Límite Operativo del corredor Las Delicias-Querétaro durante el año 2022. 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): <ul style="list-style-type: none"> o La Compuerta de Flujo Las Delicias – Querétaro supero en 2022 su Límite Operativo sin EAR-DAG durante 227 horas, 612 horas menos que el año 2021; disminuyó la energía eléctrica que se transmite desde la SE Las Delicias de 4,749.49 GWh a 4,027.23 GWh en 2022. 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 diciembre de 2025. o La Compuerta de flujo entre las SE Tepic II y Cerro Blanco compuesta por dos LT de 400 kV operó 1 hora por encima de su Límite de Estado Operativo Normal (sentido Cerro Blanco hacia Tepic II). Además de la disminución en horas fuera del Límite Operativo, también se disminuyó la cantidad de energía eléctrica que se transmite desde Tepic II hacia Cerro Blanco de 4,250.84 GWh en el 2021 a 3,185.89 GWh en el 2022. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la modernización de equipo serie en el corredor en el proyecto "P18-OC2 Enlace Tepic II – Cerro Blanco" con fecha factible actualizada de entrada en operación en septiembre de 2023. o La Compuerta de Flujo entre la SE Querétaro – Tula (enlace entre las GCR Occidental y Central), operó 1 hora por encima del límite declarado en la compuerta, 25 horas menos que en el periodo anterior. Referente al tiempo de envío y recepción de flujo en la compuerta, se tuvo una reducción del 11.50 % del tiempo de envío quedando en 83.96 %, mientras que el tiempo de recepción fue de 16.04 % del tiempo. En la energía eléctrica también se tuvo una reducción de envío del Occidente al Centro del país de 5,108.30 GWh a 3,699.07 GWh, por otro lado, la energía eléctrica recibida en el Occidente paso de 103.79 GWh a 258.40 GWh. Para ayudar a disminuir el flujo en este corredor, en el PAMRNT 2019-2033 se propuso el incremento en la capacidad de transmisión de la GCR Noreste a la GCR Central por medio del proyecto identificado con la clave PEM I19-CE1, el cual fue instruido por la SENER a CFE con fecha de entrada en operación estimado a diciembre 2025.
--------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> o 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, sin embargo, se redujo el tiempo de envío de flujo del Noreste al Occidente del país de 96.20 % a 94.93 %, al igual que el flujo la energía eléctrica también mostro una reducción respecto al año anterior de 1,032.86 GWh quedando en 4,806.80 GWh, mientras que el envío de flujo del Occidente al Noreste fue de 46.13 GWh durante el 5.07 % del tiempo. o Mazatlán II – Tepic II: mantiene la tendencia de envío de energía eléctrica en sentido Noroeste a Occidente. Esta Gerencia envió 582.51 GWh a la GCR Noroeste durante el 20.75 % del tiempo, mientras que en sentido opuesto se recibieron 4,170.62 GWh durante 78.53 % del tiempo, cabe mencionar que el resto del tiempo el enlace estuvo abierto por el fenómeno meteorológico Roslyn que impacto las costas de Sinaloa y Nayarit principalmente. o Primero de Mayo – Cañada: compuerta 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 4,111.25 GWh durante 91.61 % del tiempo y en sentido inverso 84.75 GWh durante 8.39 % del tiempo. o Anáhuac – El Potosí: a través de esta Compuerta de Flujo entre las GCR Noreste y Occidente se redujo en 0.03 % el tiempo de envío de flujo quedando en 99.97 % pero aumentando en 1,205.17 GWh la energía eléctrica entrante al Occidente del país quedando con 7714.12 GWh. o 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 11,580.74 GWh hacia la SE Querétaro Potencia Maniobras durante el 100 % del tiempo, de la cual se transmitieron: 8,097.81 GWh de energía eléctrica a la región Bajío por la compuerta interna de Querétaro el 99.0 % del tiempo y 3,699.07 GWh de energía eléctrica hacia la GCR Central por la Compuerta de Flujo Querétaro – Tula, el 84.0 % del tiempo. El proyecto "I19-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" ayuda a disminuir de manera considerable el flujo por este corredor. o Finalmente, la Compuerta de Flujo Occidental – Lázaro Cárdenas, mostro un incremento de 1787.68 GWh respecto al flujo que entro del 2021 al 2022 desde el Centro hacia el Occidente del país quedando con 3095.68 GWh. Mientras que respecto al flujo exportado hacia el centro del país también tuvo una disminución de 524.24 MW quedando el 151.91 GWh.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Atequiza, el AT-02 de 400/230 kV (300 MVA) estuvo operando con flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal por 883 horas a causa de la Licencia en Muerto del AT-01, esto, debido a que el equipo esta fallado (fase C) desde agosto del 2020. Para mitigar las posibles sobrecargas en dicho autotransformador, se aplica una Estrategia Operativa en 230 kV que reduce el flujo tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante la ocurrencia de contingencia sencilla (N-1). En el mes de junio ante la contingencia del AT-01 400/230 kV (375 MVA) de la SE Zapotlanejo, el AT-02 de la SE Atequiza alcanzó de manera momentánea un flujo del 112.7 % de su capacidad por lo que fue necesaria la aplicación de la Estrategia Operativa. Además de ese evento se han presentado otras condiciones temporales que han provocado que se opere cerca de la saturación del equipo, sin que se ponga en riesgo la integridad del autotransformador, pero si detona la necesidad de la aplicación de la Estrategia Operativa diseñada. • Los bancos de transformación 400/230 kV (375 MVA) de las SE Tlajomulco y Zapotlanejo también han alcanzado flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal a consecuencia de la indisponibilidad del AT-02 de la SE Atequiza, en la SE Tlajomulco se acumularon 2 horas durante el 2022, mientras que en la SE Zapotlanejo fueron 90 horas. Para atender la saturación de la transformación 400/230 kV mencionada se tiene el proyecto instruido "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)". • En la SE Tesistán el AT-02 400/230 kV (300 MVA) estuvo operando por encima del 90 % de su capacidad nominal dos horas, sin embargo, esto coincidió con un despacho limitado de generación en la CE Manuel Álvarez Moreno, además de la LM en la LT Manzanillo – A3240 – Atequiza y un flujo de 1,880 MW entrando a la SE Tesistán por el corredor de 400 kV Cerro Blanco – Tesistán. • En la SE Tepic II los AT-03 y AT-04 400/230 kV (375 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 4 y 3 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 diciembre de 2030. • En la SE Potrerillos el AT-02 400/230 kV (375 MVA) estuvo operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 506 horas. Para evitar flujos superiores al 100 % de su capacidad nominal se tiene implementado un EAR-DAG que desconecta la CE FV Potrero Solar, dicho esquema operó en cuatro ocasiones. El 27 de junio de 2022 entró en operación el T-04 400/115 kV (375 MVA) en la SE Potrerillos que era parte del proyecto "P16-OC2 Potrerillos Banco 4" instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2016 y actualmente tiene pendiente la entrada en operación de la Red Eléctrica de transmisión en 115 kV asociada, dicho banco ayudo a disminuir el flujo a través del AT-02 400/230 kV.

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

TRANSFORMACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Querétaro Potencia los AT 400/230 kV (3x375 MVA) operaron 18 y 9 horas, respectivamente con flujo por encima del 90 %, en ambos casos fueron coincidentes con la licencia en muerto de la CE Bajo desde 17 de noviembre hasta el 7 de diciembre del 2022. • En la zona Zapotlán los AT-01 y AT-02 230/115 kV (100 MVA) de la SE Ciudad Guzmán operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 49 y 1 hora, respectivamente. Mientras que, el AT-06 230/115 kV (100 MVA) de la SE Acatlán que abastece de energía eléctrica a la zona Costa también operó durante una hora con flujo superior al 90 % de su capacidad nominal. Ambas Subestaciones Eléctricas 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 banco de transformación 400/115 kV (375 MVA), fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2020 y actualmente tiene fecha de entrada en operación a abril del 2030. • En la SE Ocotlán el AT-02 230/115 kV (100 MVA) operó 52 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, 26 horas fueron a causa de una licencia en muerto del AT-01 (banco paralelo) para la reparación de una boquilla dañada, mientras que 26 horas se alcanzaron teniendo con licencia en muerto el T-01 400/115 kV de la SE Purépecha. • En la SE Guadalajara I los transformadores T-01 y T-02 230/69 kV (125 MVA), estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 68 y 131 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados fueron durante condiciones de Red Eléctrica completa. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa 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 agosto del 2024. • En la SE Guadalajara II los transformadores T-03 y T-04 230/69 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 1,713 y 1,192 horas, respectivamente. Adicionalmente el T-03 operó 3 horas por encima del 100 % en condiciones de Red Eléctrica completa. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa 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, dicho Esquema operó el día 01 de marzo 2022 ante salida de servicio del T-04 ya que el T-03 alcanzó un valor de flujo de 152 MW. En este evento se afectaron 48 MW de carga urbana de la Zona Metropolitana de Guadalajara. 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 diciembre 2028. 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. • En la SE Zapopan el transformador T-01 230/69 kV (100 MVA) operó 6 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido al alto flujo de reactivos desde 230 kV hacia la Red Eléctrica 69 kV de la zona. • Los AT-01 y AT-02 230/115 kV (100 MVA y 225 MVA) de la SE Querétaro I operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 661 y 259 horas, respectivamente, mientras que, el AT-01 operó por encima del 100 % por una hora. En la SE Querétaro I se tiene implementado un EAR ante contingencia de banco y además una Estrategia Operativa para evitar la sobrecarga en Red Eléctrica completa. En mayo 2022 se tuvo la necesidad de segregar la Red Eléctrica de 115 kV como Estrategia Operativa para disminuir el flujo a través de los bancos de transformación de la SE Querétaro I, lo que disminuye la Confiabilidad de la zona al alimentar de manera radial diversas Subestaciones Eléctricas de la zona Querétaro. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)" que añade 125 MVA de transformación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el año 2017 con fecha de entrada en operación actualizada a mayo de 2024. En noviembre de 2022 entró en operación un banco 230/115 kV de 225 MVA, como una obra temporal remedial, formado por las fases de reserva de 75 MVA de las SE Querétaro I, Querétaro Potencia y Conín que cubre el alcance del proyecto P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución). Al formar este banco temporal se reduce la Confiabilidad con los riesgos asociados ante contingencias N-1 de banco de transformación y reducción de los tiempos de mantenimiento en estos, mientras se concluye el proyecto P15-OC1. • En la SE Querétaro Potencia el AT-03 230/115 kV (225 MVA) presentó flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal durante 49 horas, actualmente se asignan unidades fuera de mérito por Confiabilidad para soportar contingencias sencillas(N-1). Además, en marzo 2022 se instaló un EAR con DAC en caso de presentarse una salida de servicio del AT-03. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4" que añade 225 MVA de transformación 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 octubre de 2024. • En la SE San Luis de la Paz II los AT-01, AT-02 y AT-03 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 222, 360 y 299 horas, respectivamente. Actualmente para la zona San Luis de la Paz se tiene diseñada una Estrategia Operativa en 115 kV que segrega la Red Eléctrica con el fin de disminuir el flujo en los autotransformadores, esta estrategia fue aplicada en los meses de marzo y mayo de 2022. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" que añade 225 MVA de transformación 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 mayo de 2027.
-----------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

<p style="text-align: center;">TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Carapan Potencia los AT-03 y AT-04 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 43 y 169 horas, respectivamente. En la SE Carapan Potencia desde marzo 2021 se opera con barras de 115 kV (un transformador a cada barra) separadas, con los riesgos asociados ante contingencias N-1 de banco de transformación y reducción de los tiempos de mantenimiento en estos, para evitar la saturación de la transformación y uno de los motivos por los cuales se han alcanzado flujos superiores al 90 % es la indisponibilidad por falla del transformador T-01 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha desde el 5 de septiembre del 2022. • En la SE Zamora Potencia el AT 230/115 kV de 100 MVA alcanzó 272 horas operando por encima del 90 % de su capacidad y también debido a la indisponibilidad del transformador T-01 de la SE Purépecha. • En la SE Colomo el AT-02 230/115 kV (100 MVA) operó 11 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido a dos licencias en muerte del transformador T-03 400/115 kV de la SE Tapeixtles para mantenimiento, una de ellas debido al sismo del septiembre del 2022. • En la SE León I los AT-01 y AT-02 230/115 kV (100 MVA), operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 11 y 7 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados fueron durante condiciones de Red Eléctrica completa. El día 26 de julio del 2022 entró en operación el T-04 400/115 kV de 375 MVA de la SE Potrerillos que ayuda a reducir el flujo por la transformación de la SE León I. • En la SE León III los AT-02 y AT-03 230/115 kV (100 MVA c/u) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 10 y 7 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados fueron durante condiciones de Red Eléctrica completa. El día 26 de julio del 2022 entró en operación el T-04 400/115 kV de 375 MVA de la SE Potrerillos, que ayuda a reducir ligeramente el flujo por la transformación de la SE León III. Para reforzar la transformación de la SE León III que se ve impactada por los flujos de la generación 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 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 abril de 2030. • En la SE Silao Potencia los AT-02 y AT-03 230/115 kV (100 MVA) operaron 4 y 5 horas, respectivamente con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido a un disparo del AT-01 (banco paralelo) por operación errónea de protecciones. • En la SE La Pila el AT-01 230/115 kV (225 MVA) operó 101 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa. 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 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-02 230/115 kV (100 MVA) de la SE San Luis Potosí operaron solamente una hora por encima del 90 % de su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa, debido a que se mantiene implementada de manera permanente una Estrategia Operativa en la Red Eléctrica de 230 kV que evita que el flujo proveniente de la zona Aguascalientes llegue directamente a la SE San Luis Potosí, sino que por medio de un by-pass se conecta directamente a la SE El Potosí en 230 kV. 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 diciembre de 2023. Para el proyecto P18-OC1 se tiene el traslado del AT-01 de 230/115 (100 MVA) de la SE Salamanca Dos, pero derivado de las problemáticas de sobrecarga presentadas en los autotransformadores de la SE Chihuahua Norte en la GCR Norte, CFE Transmisión realizó el traslado del AT-01 de la SE Salamanca Dos mientras se concluye el proyecto P15-NT1 con fecha factible de término de mayo de 2024 de acuerdo con el informe pormenorizado de marzo 2023 de CFE Transmisión. • En la zona Fresnillo del estado de Zacatecas, en el mes de agosto del 2022, entró en operación el AT-02 230/115 kV de 225 MVA de la SE Fresnillo Potencia, con lo cual se robustece la Red Eléctrica de la zona y se incrementa la capacidad de transformación para atender los Centros de Carga actuales y futuras en la zona.
<p style="text-align: center;">COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Los perfiles promedio de tensión en la Red Eléctrica de 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 Sauz-Querétaro, donde se observa una disminución de la tensión promedio. Las SE Las Fresas, Salamanca II, Salamanca, Santa María, Querétaro Potencia Maniobras y Querétaro Potencia en 400 kV muestran una disminución del perfil promedio de tensión comparado con el año 2021, por otra parte, algunas Subestaciones Eléctricas superaron sus Límites Operativos por alta tensión, como es el caso de la SE Mazamitla (Subestación Eléctrica de maniobras), que en el 2022 presentó una tendencia de alta tensión sobrepasando su Límite Operativo por 4.45 horas. • En la SE Acatlán, se tiene fuera de servicio el RE-01 de 70 MVar desde mayo de 2020 debido a mantenimiento. Sin fecha de entrada en operación por parte de CFE Trasmisión. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la ZOT Bajío se presentan Subestaciones Eléctricas con tiempos de operación importante por debajo de 1.0 p.u. sin llegar a valores debajo de 0.95 p.u. como son Celaya II, Celaya III, Silao Potencia, Potrerillos, León I y León IV, de las cuales la más afectada fue León IV la cual se mantuvo aproximadamente el 66 % del año por debajo de 230 kV. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la ZOT Centro Norte, se presentaron tensiones con la misma tendencia que años anteriores. Las Subestaciones Eléctricas con un mayor porcentaje de tiempo por debajo de 1.0 p.u. durante el 2022 fueron: San Luis Potosí, Zacatecas II y Fresnillo Potencia, con 30 %, 15 % y 25 % del tiempo respectivamente. Es importante resaltar que en la SE Fresnillo Potencia durante alrededor del 35 % del año no se contó con mediciones debido a trabajos en la Subestación Eléctrica (configuración de barras).

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Sauz-Querétaro se presentó un perfil de tensión similares a los años anteriores. Las Subestaciones Eléctricas con mayor parte del año que tuvieron tensiones por debajo de 1.0 p.u. son Querétaro I, Conín, Santa Fe. En el caso de la SE Santa Fe se presentaron niveles de tensión inferiores a 1.0 p.u. durante el 74.0 % del tiempo en el año 2022. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Jalisco-Nayarit se presentan tiempos menores al 26 % del año por debajo de 1.0 p.u., los nodos con mayor tiempo bajo esta condición son Ciudad Guzmán y Ocotlán. • Por último, no se contaron con mediciones confiables de en las Subestaciones Eléctricas de 230 kV de la ZOT Centro-Occidente, sin embargo, en la Red Eléctrica de 115 kV en las Subestaciones Eléctricas en las que sí se cuenta con mediciones, no se reportaron violaciones de tensión. En la zona San Luis Potosí en marzo 2022 se instaló un banco de capacitores de 30 MVAR en la SE San Luis Potosí 115 kV como obra de refuerzo asignada a un Centro de Carga para mantener el perfil de tensión dentro de los Límites Operativos ante contingencias sencillas (N-1) de Líneas de Transmisión de 115 kV. En la SE La Pila 230 kV se encuentra instalado un CEV, de una capacidad 100(cap.)/70(ind.) MVAR, el cual se encuentra bajo licencia desde noviembre de 2021 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 por CFE Transmisión a junio de 2026. • En la zona Irapuato, en enero 2022 se energizó el banco de capacitores de 30 MVAR de la SE Irapuato II 115 kV, el cual se encontraba dañado desde 2019. • Durante la elaboración del PAMRNT 2022-2036 se identificaron problemas de baja tensión ante contingencia sencilla (N-1) en la zona Santiago, en el estado de Nayarit. El proyecto "P22-OC3 Compensación reactiva zona Santiago" con fecha necesaria de entrada en operación para abril de 2026, atiende las necesidades de compensación reactiva de dicha zona. • Finalmente, se mantendrán problemas de bajas tensiones en Redes Eléctricas radiales de gran longitud en las zonas de Aguascalientes, Matehuala y Zacatecas, que requieren adición de Red Eléctrica de transmisión en lugar de compensación o bien esquemas de compensación dinámicos, en cualquiera de los dos casos representan grandes inversiones y no suelen ser rentables económicamente estos proyectos.
---------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Cuadro 5.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Hasta el 31 de diciembre de 2022 se cuenta con 13 Centrales Eléctricas FV que han entrado en operación con una capacidad total de 1,324 MW, de las cuales dos están en pruebas de puesta en servicio, y una CCC de 766 MW en Topolobampo que no tiene definida fecha de entrada en operación comercial. • La demanda máxima de esta Gerencia se presentó el 21 de julio de 2022 a las 17:00 horas con 5,403.2 MWh/h y la importación neta integrada fue de 281 MW/h. • La condición de generación relevante el día de la demanda máxima de esta Gerencia fue la siguiente: Las Centrales de Ciclo Combinado con 3,155 MW, considerando CCC Empalme Dos con 600 MW, la CCC Topolobampo Dos con 430 MW y la CCC Empalme Uno con 720 MW. Las CH con una capacidad de 941 MW con una generación total de 0 MW. Las Centrales Eléctricas fotovoltaicas con 967 MW. Las Centrales Eléctricas térmicas de gas y/o combustóleo con 615 MW, 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 importación neta de 203 MWh/h, equivalente al 4 % de la demanda de la GCR Noroeste que era de 5,056 MWh/h.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En condiciones de demanda mínima de la Gerencia, se presenta saturación en las Compuertas de Flujo Hermosillo al SIN, Los Mochis a Guamúchil/Culiacán y Mazatlán a Tepic, derivado de la alta generación de las CCC Empalme Uno, Empalme Dos, Topolobampo Dos y la generación de Centrales Eléctricas FV. • La Compuerta de Flujo Los Mochis a Guamúchil/Culiacán del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, comenzó a presentar un flujo de potencia activa por encima de su límite de Estado Operativo Normal, registrando 256 horas en Estado Operativo de Alerta, con un valor máximo de flujo de potencia activa de 1,756 MW, esta problemática se solventará con el proyecto P15-NO1 "Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)" en 400 kV, y con el proyecto I20-SINI "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" que considera la LT Choacahui – Culiacán Poniente en 400 kV. Ambos proyectos han sido instruidos por SENER a CFE Transmisión para su construcción y tienen una fecha factible de entrada en operación en enero de 2025 y febrero de 2025 respectivamente fechas con base al informe pormenorizado de marzo de 2023 de CFE Transmisión. • La Compuerta de Flujo Mazatlán a Tepic registró del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022: 61 horas en Estado Operativo de Alerta con flujo de potencia activa por encima de su límite de Estado Operativo Normal, con un valor máximo de 1,493 MW, esta problemática se solventa con el proyecto I20-SINI (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.

... Continuación

Cuadro 5.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste

<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> Derivado de la ratificación por parte de CFE Transmisión en la reducción de los Límites Operativos en las LTCPS de 115 kV, se ha registrado un incremento significativo y acumulativo de horas de sobrecarga con Red Eléctrica completa (sin contingencia) y ante contingencia sencilla (N-1), para solventar esta problemática se requieren los proyectos P19-NO2 "Solución a las restricciones de 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 con fecha factible en diciembre 2031 y abril 2029 respectivamente, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación de los proyectos mencionados. En la zona Culiacán, se tiene la problemática de sobrecarga de la LT Culiacán Cuatro - 73950 - Costa Rica que suministra en forma radial la carga de las SE Costa Rica, Quilá y El Dorado. En el periodo del 1 de enero 2022 al 31 de diciembre de 2022 registró 3,187 horas en Estado Operativo de Emergencia, registrando un valor máximo de 88 MVA, esta problemática se solventa con la nueva Línea de Transmisión entre SE La Higuera y Costa Rica, obra legada a cargo de CFE Distribución que presentó una problemática en la adquisición de los derechos de vía, lo que difirió su entrada en operación a abril de 2023 y que repercutirá en cortes de carga en esa región.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> En la zona Caborca en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, el AT-01 y AT 02 de la SE Seis de Abril de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 39 y 30 horas respectivamente, por arriba del 90 %. El proyecto instruido P20-NO1 "Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco" incrementará la capacidad de transformación con una nueva SE Mar de Cortes, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE Transmisión en informe pormenorizado es para diciembre de 2028. En la zona Hermosillo, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, el AT-01 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA operó 28 horas por arriba del 90 % y el AT-01 en la SE Hermosillo Tres de 230/115 kV de 125 MVA operó 4 horas por arriba del 90 %, 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 en informe pormenorizado es para diciembre de 2028. En la zona Mazatlán los AT-04 y AT 05 de Mazatlán Dos de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 10 y 14 horas por arriba del 90 % respectivamente y el AT-06 de 400/230 kV operó con 5 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022. 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 en informe pormenorizado es para abril de 2028. En la zona Guasave, los AT-01 y AT-02 de Guamúchil Dos de 100 MVA operaron 11 horas por arriba del 90 % de carga en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, por lo que será necesario incorporar capacidad de transformación en el mediano plazo, mientras que en la zona Los Mochis, el AT-01 de Los Mochis Industrial de 230/115 kV de 225 MVA operó con 2 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, 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 en ambas zonas, la fecha instruida de entrada en operación del proyecto es abril 2027.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> En las barras de 400 kV de SE Mazatlán Dos, se registró en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 una tensión promedio de 416.7 kV y se registraron 2,024 horas por arriba 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 de 420 kV en las SE Serí, Empalme Ciclo Combinado y Bácum, se registraron 4,204, 934 y 471 horas respectivamente en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022. Esta problemática se solventa con el proyecto P16-NO2 "Compensación Reactiva Inductiva Serí" que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión para su construcción con fecha factible de entrada en operación de octubre de 2024.

... Continuación

Cuadro 5.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante el 2022 entraron en operación Centrales Eléctricas FV con una capacidad total de 80 MW, por lo que la GCR Norte cuenta a la fecha con un total de 37 Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en operación, con una capacidad neta total de 1,962 MW. • La demanda máxima instantánea de la GCR Norte en 2022 fue de 5,391 MW el 20 de julio de 2022 a las 16:45 horas, la Gerencia se encontraba con una exportación neta de 115 MW y el despacho de generación de la siguiente manera: <ul style="list-style-type: none"> o Fotovoltaica: 1,418 MW o Ciclo Combinado: 3,554 MW o Térmica: 389 MW o Hidráulica: 7 MW o Combustión Interna: 136 MW o Turbo Gas: 0 MW o Biogás: 2MW
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En demandas medias y altas en la ZOT Laguna, al evaluar la pérdida de generación en la CCC Iberdrola Laguna, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV que podría originar el disparo de varias Líneas de Transmisión en cascada, pudiendo llevar a la ZOT al colapso. Para mitigar el riesgo que esto suceda, se realiza seccionamiento de la Red Eléctrica de 115 kV, disminuyendo la Confiabilidad de la RNT. Para resolver esta problemática, se tiene instruido el proyecto Zona La Laguna (P16-NT1), 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 de 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020; el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para agosto de 2024 de acuerdo con el informe pormenorizado de CFE Transmisión. • En 2022 se presentó congestión en las compuertas de flujo que interconectan las GCR Norte, Noroeste y Occidental. Para resolver estas problemáticas se realizó una propuesta de proyecto de ampliación en la RNT, con el nombre "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", los cuales consisten en incrementar la capacidad de transmisión en las Compuertas de Flujo Norte-Sur, este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2021 con fecha de entrada en operación de febrero de 2025. • Derivado de la incorporación de generación en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia activa en los enlaces 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 Centrales Eléctricas FV. Debido a lo anterior, en 2022 se ha presentado la saturación de las Compuertas de Flujo que interconectan las ZOT Chihuahua, Camargo y Laguna. En escenarios nocturnos sin la generación fotovoltaica, el flujo de potencia se invierte provocando la saturación de las compuertas de la GCR Noreste hacia la GCR Norte.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la ZOT Laguna, la contingencia sencilla (N-1) de la transformación de la SE Torreón Sur ante diferentes despachos de generación de la CE CC Iberdrola Laguna (CC IEL de 538 MW), provocaría sobrecarga en los autotransformadores y la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT. Actualmente, se realiza la estrategia de abrir Red Eléctrica en 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) de un banco de transformación de 375 MVA 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva LT y la recalibración de otras 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 en operación para agosto de 2024. • Los AT de 100 MVA de 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), presentaron sobrecargas de 11 % y 11 % respectivamente, realizando afectaciones manuales para disminuir su carga. Dichos autotransformadores presentaron 167 horas y 29 horas por arriba de su capacidad nominal, respectivamente. Para resolver esta situación, en julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión un proyecto de ampliación propuesto por el CENACE que consiste en la ampliación de un nuevo AT de 100 MVA 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (P17-NT2 "Nuevo Casas Grandes Banco 3"). Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2021, pero se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación para septiembre de 2023. Debido al retraso en las obras instruidas, el 30 de abril de 2022 entró en operación un autotransformador de 100 MVA de 230/115 kV que no cumple especificaciones de Nivel de Corto Circuito de manera provisional en la SE Nuevo Casas Grandes, por lo que se dejó interconectado alimentando de manera radial a la SE Vado Santa María, el cual estará en operación hasta la puesta en servicio de las obras definitivas del proyecto P17-NT2. Las sobrecargas mencionadas anteriormente se presentaron aún con este autotransformador provisional en servicio, en caso de no haber contado con el banco provisional los AT-98 y AT-99 hubieran alcanzado sobrecargas de 25 % y 20 % respectivamente.

... Continuación

Cuadro 5.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte

<p style="text-align: center;">TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En el verano los AT de la SE Moctezuma de 225 MVA y 100 MVA (AT-97 y AT-99), 230/115 kV presentaron valores máximos de carga de 4 % y 13 % respectivamente. En caso de haberse presentado el disparo del AT-97, la sobrecarga en el AT-99 llegaría a valores mayores al 70 %, con el consiguiente disparo y colapso de la zona. 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 AT de 225 MVA 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar y compensación de 105 MVA en el nivel de 115 kV, distribuido en varias Subestaciones Eléctricas de la región con fecha de entrada en operación de abril de 2028. Cabe destacar que actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región, los cuales se encuentran condicionados a la entrada en operación de las obras en el PAMRNT mencionados. • En el último año, los dos AT de 100 MVA de 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de sobrecarga de 3 % y 7 % respectivamente, aún con el traslado en 2018 de un transformador móvil 45 MVA de 230/23 kV y realizando el seccionamiento en la Red Eléctrica de 230 kV para disminuir la carga en los AT de la SE Chihuahua Norte, impactando en la Confiabilidad del sistema. Derivado del retraso del proyecto instruido P15-NT1 que reportó CFE Transmisión en octubre de 2022 en su informe pormenorizado que estaría para mayo de 2024, aun así, CFE Transmisión realizó el traslado temporal del AT01 (100 MVA) de la SE Salamanca Dos. • Los AT de 100 MVA de 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 97 % y 94 % respectivamente. Ante el disparo de uno de ellos provocaría la sobrecarga en los autotransformadores y el posible colapso de la región. Para disminuir la carga en los AT de la SE Chihuahua Norte se realiza seccionamiento en la Red Eléctrica de 230 kV, impactando en la Confiabilidad del sistema. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión del proyecto P15-NT1, consistente en un nuevo AT de 300 MVA, 230/115 kV para la SE Chihuahua Norte, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de un autotransformador de 100 MVA de dicha Subestación Eléctrica hacia la SE Ávalos, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2021, sin embargo, el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para mayo de 2024. Se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en Chihuahua Norte de 300 MVA de capacidad. • En 2022, el AT de 300 MVA de 230/115 kV de la SE Terranova (AT-99) presentó valores máximos de sobrecarga de 4 % de su capacidad nominal. El disparo de este AT provocaría la sobrecarga en la LT de 115 kV 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 de la región urbana de 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 AT de 300 MVA de 230/115 kV en la SE Terranova, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril 2024. Actualmente se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la zona urbana de Juárez, condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Terranova. • En región urbana de la ZOT Juárez los transformadores de alta a media tensión de las SE Aeropuerto, Médanos, Torres, Salvarcar, San Isidro y Zaragoza han presentado sobrecargas ocasionadas por los retrasos en las fechas de entrada en operación de las obras: Cuatro Siglos Banco 1 y Sauzal Banco 1, dichos proyectos fueron instruidos con fecha de entrada en operación para junio y agosto de 2021 respectivamente. Para disminuir dichas sobrecargas se han instalado transformadores provisionales en la SE Zaragoza y Médanos, sin embargo, en los siguientes años se tendrá la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de alta a media tensión para atender la demanda de la región. • 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 los próximos años será necesario incrementar la capacidad de transformación en la región para atender el crecimiento de la demanda.
<p style="text-align: center;">COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En 2022 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 a través de motores de inducción, lo que ha ocasionado en demandas altas 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 Subestaciones Eléctricas 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 de 115 kV y la Instalación de compensación fija en el nivel de 115 kV en las SE Mesteñas y El Trébol con fecha de entrada en operación de abril de 2028. • 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 CdR. 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 (fecha de entrada en operación de abril de 2028).

... Continuación

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

<p style="text-align: center;">GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante el periodo de enero del 2022 - diciembre del 2022 entró en periodo de pruebas la CE Los Cañones con una capacidad de 96 MW, por modificación técnica entraron en pruebas la CE Alcalí y CE Caterpillar con una capacidad de 265 MW y 4.4 MW respectivamente. • En el escenario de la demanda máxima del SIN (con 10,776 MW en esta Gerencia), del 12 de julio de 2022 a las 16:46:00, se presentaron las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> o La generación total de la GCR con 13,794 MW. o La generación EO con 24 centrales generando un total de 1,395 MW. o Generación FV con 30 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 186 MW y 200 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 758 MW, 818 MW y 570 MW respectivamente. o Fuera de servicio la CE Altamira; las unidades U1, U2 y U3 de CE Río Bravo y las unidades U3 y U4 de CE Dulces Nombres. o CE Dulces Nombres unidades U3 y U4 (488 MW totales) fuera de servicio desde el 31/01/2022 por tiempo indefinido. • En el escenario de máxima de la Gerencia se presentó un valor de demanda de 10,884 MW, ocurrido el 12 de julio de 2021 a las 16:51:56 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: <ul style="list-style-type: none"> o La generación total de la Gerencia con 13,680 MW. o La generación EO con 24 centrales generando un total de 1,442 MW. Generación FV con 30 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 203 MW y 197 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 766 MW, 816 MW y 571 MW respectivamente. o Fuera de servicio la CE Altamira; las unidades U1, U2 y U3 de CE Río Bravo y las unidades U3 y U4 de CE Dulces Nombres. • En el escenario de mínima de la GCRNE se presentó un valor de demanda de 4,825 MW, ocurrido el 25 de diciembre de 2022 a las 15:08:30 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: <ul style="list-style-type: none"> o La generación total de la Gerencia con 7,280 MW. o La generación EO con 18 centrales generando un total de 128 MW. o Generación FV con 28 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 200 MW y 210 MW de generación, respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 512 MW, 900 MW y 0 MW de generación, respectivamente. o Centrales no sincronizadas a la red: Altamira, Huinalá, Huinalá II, Río Bravo, Planta Frontera, CC Saltillo, Electricidad Águila de Altamira, Río Bravo Tres, Los Ramones.
<p style="text-align: center;">TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor de transmisión Champayán-Güémez-Lajas-Huinalá <ul style="list-style-type: none"> o Se presentó saturación de la Compuerta de Flujo en el mes de febrero, debido a una condición atípica en el SIN, alcanzando valores de flujo de potencia activa en el Champayán-Güémez de hasta 1,881 MW, superando su límite con Disparo Automático de Carga (DAC) de 1,700 MW, por lo que se realizaron cortes de carga para tratar de controlar el flujo de potencia activa. o En enero de 2021, el Transportista solicitó que se considerara la contingencia doble igual de probable que la contingencia sencilla en el tramo Güémez-Lajas. o Como proyecto legado, se tiene programada la entrada en operación de una nueva Línea de Transmisión que conecta las SE Champayán-Güémez-Regiomontano (Regiomontano entronque Huinalá-Lajas) se completaría el tercer circuito en 400 kV desde Monterrey hasta Tampico, sin embargo, se encuentra suspendido y no 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. o Actualmente se tiene operando un EAR de tiro automático de carga, que monitorea el flujo de potencia activa entrando a la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y está en proceso la implementación de un nuevo EAR que vigilará el flujo de potencia activa hacia afuera de la ZMM y en caso de haber sobrecargas desconectaría Centrales Eléctricas de la ZMM. • Corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las Líneas de Transmisión en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Potencia Maniobras: <ul style="list-style-type: none"> o Tuvo un tiempo acumulado de 30.5 horas operando por encima de su límite Estado Operativo Normal (a partir de 1,822 MW) y con el EAR activado, alcanzado un máximo de 2,053 MW. o En el PAMRNT 2019 - 2033 el CENACE propuso el proyecto: "I19-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" que consta de 2 Líneas de Transmisión de 400 kV entre las SE Mesas y Jilotepec, así como un doble circuito que emana 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 2025.

... Continuación

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

<p style="text-align: center;">TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor de transmisión Derramadero – Primero de Mayo, compuesto por las Líneas de Transmisión en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo. <ul style="list-style-type: none"> ◦ En el PAMRNT 2019 – 2033, el CENACE propuso el entronque de la LT entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero en la SE Derramadero, para incrementar el Límite Operativo 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 julio de 2024. • Corredor de transmisión Champayán – Altamira, compuesto por las Líneas de Transmisión en 400 kV entre las SE Champayán – A3E80 y A3E90 – Altamira <ul style="list-style-type: none"> ◦ Tuvo un tiempo acumulado de 68 horas operando por arriba de su Límite Operativo de Estado Operativo Normal de 1,580 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 1,820 MW que superan el límite con EAR (1,775 MW). ◦ Se espera que con el proyecto “Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” con fecha de entrada factible en diciembre de 2025 se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Corredor de transmisión Altamira – Tamós, compuesto por las Líneas de Transmisión en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 – Tamós <ul style="list-style-type: none"> ◦ Tuvo un tiempo acumulado de 79 horas operando por arriba de su Límite Operativo de Estado Operativo Normal de 1,480 MW, alcanzando valores de hasta 1,808 MW que superan el límite con EAR (1,655 MW). ◦ Al igual que con la Compuerta de Flujo arriba mencionado, se espera que con el proyecto “Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” con fecha de entrada factible en diciembre de 2025 se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Corredor de transmisión Frontera – Monterrey, compuesto por la LT en 400 kV Presa Grande – A38E0 – Ternium, Aeropuerto – A3G20 – Villa de García, Aeropuerto – A3G30 – Glorias y la LT de 230 kV Ventika Maniobras – 93170 – Cuchillo <ul style="list-style-type: none"> ◦ Tuvo un tiempo acumulado de 3.5 horas operando por arriba de su Límite Operativo de 2,150 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 2,227 MW. • 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 abril de 2023, sin embargo, está fuera de las prioridades para la RNT por CFE Transmisión. <ul style="list-style-type: none"> ◦ Para mitigar esta situación se tiene implementado un EAR de disparo automático de generación que reduce el flujo de potencia activa a través de la Compuerta de Flujo cuando excede la capacidad de transmisión. • Corredor de transmisión entre la GCR Norte y la GCR Noreste, compuesto por las líneas: Hércules Potencia – A3000 – Río Escondido, Maniobras Villa Nueva – A3700 – Ramos Arizpe Potencia y Andalucía – 93050 – Maniobras Eólica de Coahuila <ul style="list-style-type: none"> ◦ Tuvo un tiempo acumulado de 139 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al límite establecido de 700 MW, en el sentido de flujo Norte → Noreste, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2022. ◦ Tuvo un tiempo acumulado de 26.5 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al límite establecido de 875 MW, en el sentido de flujo Noreste → Norte, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2022.
<p style="text-align: center;">TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas <ul style="list-style-type: none"> ◦ Se tiene falla mayor de un transformador de 230/34.5 kV, 100 MVA sin fecha oficial de reparación. ◦ La carga de la zona se suministraba 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 un banco de transformación desde la SE Mezcala. Cuando se tenga reparado el transformador fallado, se regresará a su condición de operación normal. ◦ En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de 230/115 kV de 112 MVA en la SE Nueva Rosita con fecha factible de entrada en operación para abril de 2023, diferido a enero de 2028. Una vez concluido este proyecto se regresará el banco de transformación proveniente de la SE Mezcala.

... Continuación

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SE Nava, de la zona Río Escondido <ul style="list-style-type: none"> ◦ Desde inicios de 2018 se presentó por falla mayor en el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV, 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 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. ◦ Con la entrada en operación de las Centrales Eléctricas Eólicas en la Zona Piedras Negras, se corre el riesgo de que se presente sobrecarga y disparo en el banco de Nava ante la pérdida del banco de Piedras Negras. ◦ Debido a la problemática de seccionamiento de la Red Eléctrica en 138 kV para evitar la sobrecarga del banco AT-01 en la zona Piedras Negras. Se aprobó el traslado del banco AT-04 de la SE Arroyo del Coyote, con una capacidad de 100 MVA para solventar la problemática en el año 2023. • Zona Matamoros <ul style="list-style-type: none"> ◦ Los bancos de Matamoros Potencia, Llano Grande y Lauro Villar empiezan a presentar saturación y sobrecarga ante la contingencia N-1. ◦ 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 en Matamoros Potencia y dos Líneas de Transmisión de refuerzo en 138 kV, la cual fue instruida por SENER con fecha factible de entrada en operación de abril de 2029 de acuerdo con el último informe pormenorizado de CFE Transmisión. ◦ Los elementos de transformación que presentaron un flujo de potencia aparente igual o mayor al 90 % de su capacidad nominal durante el periodo de enero-2022 a diciembre-2022 fueron: Anáhuac Tamaulipas Potencia AT1; Cumbres Frontera AT1 y AT2; Frontera AT3; Huinalá AT7, AT8, AT9, AT10, AT12 y AT13; Llano Grande AT1; Matamoros Potencia AT1; Ramos Arizpe Potencia T1; Río Bravo AT6; Glorias T1; Monterrey Potencia T1 y T2; Jerónimo Potencia T1; San Nicolas T2; Tecnológico T1; Puerto Altamira Eléctrica T1 y Tampico AT5.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas Victoria y Matamoros <ul style="list-style-type: none"> ◦ El 26 de junio del 2022 entraron en operación los capacitores de Jiménez, Las Norias y San Fernando con una capacidad de 7.5 MVar cada uno, con lo que se concluye el proyecto de PRODESEN "P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar" aliviando las problemáticas de baja tensión en la zona. • Zona Valles <ul style="list-style-type: none"> ◦ Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en el Corredor Valles – Tamazunchale, el cual involucra a las SE Huichihuayán, Huasteca, Axtla y Tamazunchale. ◦ La tensión en estas Subestaciones Eléctricas, al tener una sola fuente de Suministro Eléctrico y estar muy alejadas de esta (136.7 km de Red Eléctrica radial 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. ◦ En julio de 2019, el CENACE autorizó el traslado de un banco de capacitores de 15 MVar de la SE Atlapexco a la SE Axtla propuesto y realizado con recursos de CFE Transmisión, el cual ya se encuentra instalado en la SE Axtla, en operación desde julio de 2022. ◦ El 11 de marzo de 2022 a las 13:23:00 horas entró en operación el capacitor, aliviando las problemáticas de baja tensión en el Corredor Valles – Tamazunchale. ◦ En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la obra de Las Mesas Banco 1 y fue instruida por la SENER a CFE Transmisión con fecha factible de entrada en operación para enero de 2025, dicha obra reforzará la Red Eléctrica de la zona Valles, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a ésta. • Zona Nuevo Laredo <ul style="list-style-type: none"> ◦ Se presenta insuficiente reserva de reactivos, por lo que ante la pérdida de la LT ADC-A3H30-CBD o del banco T1 de Arroyo del Coyote de 400/138 kV, puede presentarse inestabilidad de voltaje. ◦ Actualmente se tiene implementado el esquema de corte de carga por bajo voltaje en las SE Ojo Caliente y Nuevo Laredo. ◦ 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 de abril de 2028. ◦ Durante el periodo de enero 2022 - diciembre 2022 se incorporaron a la RNT 3 bancos de capacitores que representan un incremento en la capacidad de compensación hacia las RNT de 22.5 MVar.

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • En agosto 2022 entró en operación una Central Eléctrica FV con una capacidad de interconexión de 300 MW, incrementando la capacidad de las Centrales Eléctricas de energía eléctrica renovable en la GCR Peninsular de 294.46 a 594.46 MW. • Desde el 2010 se empezó a presentar problemática de suministro de gas natural hacia la península de Yucatán de una capacidad en el ducto de 300 MMPCD se tenía 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 los principales Ciclos Combinados de la GCR Peninsular y también permite operar con gas natural las Centrales Mérida Vapor y la Central ciclo combinado de Valladolid (Felipe Carrillo Puerto). En la demanda máxima registrada el 17 de julio de 2022 de 2,385.4 MW, se presentó una indisponibilidad de 412.9 MW (33 %) en los principales CCC, estando fuera CCC Energía de Campeche (252.4 MW) y operando: <ul style="list-style-type: none"> o CCC Valladolid III con Gas Natural. o CCC AES Mérida III con Gas Natural. • Debido a la contingencia sanitaria originada por el COVID-19 en 2020, se registró un decremento en la demanda de la GCR Peninsular de aproximadamente 9 % con respecto a la registrada en 2019. En contraste, la demanda máxima registrada en 2022 representó un incremento del 6.8 % con respecto al del 2019 (2232.8 MW), y un crecimiento de aproximadamente del 7.3 % con respecto a la demanda registrada en el 2021 (2,222.8 MW), lo que evidencia la recuperación económica a los niveles de 2019. Con el repunte de la demanda registrada en el presente año y ante la indisponibilidad de generación, se sigue dependiendo de los EAR, de los Esquemas de Protección de Sistema y de la necesidad de sincronizar generación TG de baja eficiencia (442.5 GWh), para poder garantizar la Continuidad del Suministro Eléctrico hacia la Península de Yucatán.
TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • A finales del 2021 se modificó las Compuerta de Flujo de transmisión de Escárcega al Sureste, con la entrada en operación de la nueva Subestación Eléctrica denominada Kinich Ahau conectada en 230 kV. Constituyéndose la Compuerta de Flujo de transmisión de Escárcega al Sureste 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, dicha Compuerta de Flujo operó con un valor máximo de 1,200 MW. El valor del flujo de potencia activa en la Compuerta de Flujo Escárcega al Sureste se tradujo en la operación de 178 horas con el EAR armado ante la contingencia sencilla (N-1) y 8,609 horas con EAR armado ante la contingencia N-2. Por lo tanto, el 98 % del año se estuvo en riesgo de interrumpir el Suministro Eléctrico de la demanda hacia la Península de Yucatán ante la ocurrencia de una contingencia N-2. A raíz del último evento múltiple suscitado en junio 2022 en la Red Eléctrica de 400 kV de la GCR Peninsular y del oficio N° 2256 por parte de CFE Transmisión en el que se solicita se considere que la contingencia doble en las Líneas de Transmisión de 400 kV tenga la misma probabilidad de ocurrencia que la contingencia sencilla, debido a que es un doble circuito de estructuras auto soportadas en toda la trayectoria de 873 km desde Tabasco Potencia hasta Riviera Maya, se redujo el Límite Operativo de la Compuerta de Flujo de Escárcega al Sureste en Estado Operativo Normal de 1030 a 280 MW y en Estado Operativo de Alerta de 1220 a 900 MW. Como consecuencia, se tuvo la necesidad de sincronizar 137.7 GWh de generación TG de baja eficiencia. • Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica 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 CE de CCC en Mérida (559 MW) y Valladolid (1125 MW) con fecha de entrada en operación en 2024; y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MMPCD, con lo cual la problemática expuesta se solventaría con estas acciones. • Debido a restricciones existentes para el suministro de energía eléctrica de la Isla de Cozumel, se tiene implementado un EAR para la interrupción de carga ante el disparo de un cable submarino de 34.5 kV. En junio de 2019, se presentaron tres fallas en los cables submarinos de 34.5 kV Playa del Carmen – Chankanaab II a consecuencia del sobrecalentamiento debido a tensiones inducidas a la pantalla metálica del cable, lo cual ha originado degradación del aislamiento. Por tanto, CFE Distribución 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. Esta disminución de capacidad reduce el Límite Operativo hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 31 MW, haciendo necesaria la entrada en operación de generación TG de baja eficiencia en Chankanaab el 77.6 % del año (6,805 horas), a fin de evitar sobrecargar los cables submarinos ante Red Eléctrica completa y se está en riesgo de afectación de carga por EAR el 99.9 % (8759 horas) ante N-1. La demanda máxima que se registró en el año 2022 fue de 51.3 MW, lo que representó una condición de la demanda similar a 2019 y un crecimiento de aproximadamente del 12 % con respecto a la demanda registrada en el 2021, lo que evidencia la recuperación económica posterior a la contingencia sanitaria COVID-19 en la Isla de Cozumel. • El 17 de mayo de 2021, se declara indisponible la UCE Chankanaab II U2 por problemas mecánicos. Por tal motivo, CFE Generación emitió el oficio SNNR-235 al CENACE para el traslado de la Unidad móvil de emergencia 13 de una capacidad de 12.5 MW para mantener la Confiabilidad del sistema eléctrico de la Isla de Cozumel. En el año 2021 se registraron 17 eventos que derivaron en afectación de carga en la Isla de Cozumel con un tiempo acumulado de 11:26 h y en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 se registraron 8 eventos, que derivaron en la afectación de carga en la isla Cozumel con un tiempo acumulado de 9 horas 18 minutos por la operación de EAR, para mantener el flujo de potencia activa en los cables submarinos dentro de los límites especificados por CFE Distribución.

... Continuación

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

<p style="text-align: center;">TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Desde el PAMRNT 2015 – 2029 se identificó la necesidad del proyecto de un cable submarino en 115 kV entre las SE Playacar y Chankanaab II con fecha necesaria de entrada en operación de 2019, sin embargo, la fecha factible reportada por CFE Transmisión es enero de 2025. • El suministro de Isla del Carmen se realiza a través de la Compuerta de Flujo Sabancuy – Carmen compuesto por dos Líneas de Transmisión en 115 kV Sabancuy – Carmen, dicha Compuerta de Flujo tiene como Límite Operativo en Estado Operativo Normal de 115 MW entre 115 a 135 MW en Estado Operativo de Alerta, el cual se cuida con un EAR derivado de la potencial sobrecarga de una de las Líneas de Transmisión de la Compuerta de Flujo Sabancuy – Carmen por la posible contingencia sencilla (N-1) de una Línea de Transmisión o debido a problemas de baja tensión ante la falla del CEV instalado en la SE Carmen, siempre y cuando, se cuente con la disponibilidad de todos los bancos de capacitores de la zona (un total de 37.5 MVAR). En el 2022 se presentó una demanda de 121.7 MW, lo cual representó un incremento del 2.2 % con respecto a la demanda registrada en 2021. Adicionalmente, durante prácticamente todo el año 2022 se tuvo indisponible al menos uno de los bancos de capacitores en la Isla de Ciudad del Carmen, con lo cual el Límite Operativo en Estado Operativo Normal se reduce a 105 MW, e incrementándose el riesgo de la interrupción del suministro de la demanda hacia la zona Carmen en 96 horas, por lo cual, para mantener el flujo de potencia activa por debajo de su Límite Operativo se requirió despachar generación turbogás en Carmen y en caso de no haber sido así, el riesgo de la interrupción del suministro hacia la zona Carmen se hubiese incrementado en 185 horas. • Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV de la Red Eléctrica de Suministro Eléctrico hacia Ciudad del Carmen, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para enero de 2025. • La Compuerta de Flujo de transmisión de Valladolid - Cancún, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ticul - A3Q40 y Q3Q50 - Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Riviera Maya, dos LT entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid - 93060 - Nizuc, y tres LT en 115 kV tiene un Límite Operativo en Estado Operativo Normal de 800 MW ante contingencia sencilla (N-1), determinado por estabilidad de tensión en la zona Cancún y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 880 MW con EAR-DAC. A raíz del último evento múltiple suscitado en junio 2022 en la Red Eléctrica de 400 kV de la GCR Peninsular y del oficio N° 2256 por parte de CFE en el que se solicita se considere que la contingencia doble en las Líneas de Transmisión de 400 kV tenga la misma probabilidad de ocurrencia que 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 redujo el Límite Operativo de la Compuerta de Flujo Valladolid - Cancún en Estado Operativo Normal de 800 a 630 MW y en Estado Operativo de Alerta de 880 a 850 MW. • En 2022 se registró una demanda máxima para las Zonas Cancún y Riviera Maya de 1020 MW, lo que representó un incremento del 28.4 % con respecto al 2020 y del 8.4 % con respecto al 2021. Evidenciándose la recuperación económica posterior a la contingencia sanitaria COVID-19. Este incremento en la demanda derivó en un flujo de potencia activa máximo en la Compuerta de Flujo de 877 MW (un incremento del 2.3 % con respecto al valor registrado en el 2019, un incremento del 11.7 % con respecto al valor registrado en el 2020, mismo valor registrado en 2021), el cual se tradujo en la operación de 1,245 horas con el EAR armado ante la contingencia sencilla (N-1) y 6,655 horas con EAR armado ante la contingencia N-2. Por lo tanto, el 76 % del año 2022 se estuvo en riesgo de interrumpir el Suministro Eléctrico de la demanda hacia las zonas Cancún y Riviera Maya y como consecuencia, se tuvo la necesidad de sincronizar 417 GWH de generación TG en Nizuc, Cancún y Chankanaab por aproximadamente 8,140 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 eléctrica, 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” con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para octubre de 2025 y en el PAMRNT 2020-2034 se identificó un segundo proyecto complementario al primero que permite atender el crecimiento de la demanda de las Zona Cancún y Riviera Maya en el mediano plazo con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para noviembre de 2025.
<p style="text-align: center;">TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Los equipos de transformación instalados en la SE Escárcega Potencia consisten en dos bancos de 230/115 kV de 100 MVA, los cuales operaron 268 horas por arriba del 90 % de su capacidad, e incluso se llegó a operar brevemente por arriba de su capacidad nominal (102 MVA), ante lo cual se tomó la Estrategia Operativa de seccionamiento de Red Eléctrica con el objetivo de lograr una redistribución de los flujos de potencia activa y llevar la carga en la transformación 230/115 kV a condiciones normales de operación para evitar afectar carga en Zona Carmen. En 2022 se presentó un flujo de 196 MW en la sumatoria de la transformación de Escárcega Potencia, lo cual representa un incremento del 7 % de carga con respecto a la registrada en el 2020.

... Continuación

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En noviembre 2020 entró en operación un banco de transformación de 330 MVA y relación de transformación de 400/230 kV en la SE Escárcega Potencia, derivado de la propuesta de solución por CFE Transmisión ante la pérdida del Corredor de 400 kV de Escárcega a Ticul registradas en el año 2019. Esto impactó en un incremento del flujo a través de los bancos de transformación de la SE Escárcega Potencia 230/115 kV, que ante la ausencia del proyecto instruido Puerto Real Bancos 1 y 2, se espera que se presente con mayor frecuencia sobrecargas en dicha transformación 230/115 kV, requiriendo sincronizar las unidades TG de la CE Turbogás Carmen, las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía eléctrica, impactando al MEM y a los Usuarios Finales. En caso de no contar con la disponibilidad de las UCE de dicha Central Eléctrica, se optará por aperturas de Red Eléctrica más frecuentes y de no ser suficiente, se requerirá de la afectación de carga en la Zona Carmen. • Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV de la Red Eléctrica de suministro hacia Ciudad del Carmen, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, actualmente instruido y con fecha factible de entrada en operación para enero de 2025. • La transformación en la Zona Mérida 230/115 kV (Compuerta de Flujo MDA-AT's) está constituido por los AT 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. La Compuerta de Flujo Mérida-AT's alcanzó un flujo de potencia máximo en 2022 de 581 MW, es decir el 97 % de su capacidad ante Red Eléctrica completa (600 MW) y superando en 2374 horas (27 % al año) el Límite Operativo máximo seguro ante contingencia sencilla (N-1) de algún banco de transformación. Esta condición se presentó considerando en operación la CE Mérida II en 115 kV. En caso de no haber estado disponible la Central Eléctrica en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo por la Compuerta de Flujo de 631 MW (5 % arriba de su capacidad) y superando en 4308 horas (49 % al año) el Límite Operativo máximo seguro ante contingencias sencilla (N-1). • Desde el PAMRNT 2016-2030 se identificó la necesidad del proyecto Chichí Suárez Banco 1 que consiste en una nueva Subestación Eléctrica con un banco de transformación de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV, con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para enero de 2025.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Desde 2017, en la Isla de Cozumel se han tenido que sincronizar unidades TG para mantener el perfil de tensión 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 tres SE: Cozumel, Chankanaab y Chankanaab II dentro del proyecto del cable submarino 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 permitieran mantener el suministro en la isla hasta 2024. Sin embargo, debido a la disminución de la capacidad de transmisión de los cables submarinos existentes, en agosto de 2019 CFE Distribución solicitó a CENACE una reevaluación del proyecto en donde se determinó un requerimiento de 3 bancos de capacitores de 3.6 MVAR, distribuidos en cada una de Subestaciones Eléctricas. 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. Finalmente, la solución está definida en el proyecto de la LT submarina que esta instruida y su fecha de entrada en operación factible reportada por CFE Transmisión es de enero de 2025.

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La demanda máxima se presentó el 5 de septiembre de 2022 a las 15:52 horas, alcanzando un valor instantáneo de 3,379 MW. Esta temporada de verano 2022 se realizó la transferencia de carga a la Compañía Eléctrica Imperial Irrigation District (IID) por un monto de 15 MW de SE Centro y 7 MW de SE Cety, transfiriéndose a través de la Red Eléctrica de 34.5 kV a la SE Bravo perteneciente al sistema IID. El Sistema Interconectado Baja California es deficitaria en generación en la temporada de verano, por lo que se requirió una importación de energía eléctrica a través del Path 45 de 602 MW para suministrar la demanda. La generación TG de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 94 MW en total. La generación indisponible el día de la demanda máxima fue la siguiente: <ul style="list-style-type: none"> o Presidente Juárez Unidad 08 (daño en transformador de excitación) o Cerro Prieto Cuatro Unidad 11 (Salida forzada de la unidad debido a interconexión de UMES 01 y 14) o Cerro Prieto Tres Unidad 08 (Salida forzada de la unidad debido a interconexión de UMES 12 y 15) • Se contrató la siguiente generación por protocolo correctivo: <ul style="list-style-type: none"> Periodo 1 <ul style="list-style-type: none"> o Energía Solar Cachanilla, con capacidad de 40 MW (SE Thomson) o CFE Generación III EPS, con capacidad de 184 MW (SE González Ortega) o Geotérmica para el Desarrollo, con capacidad de 58 MW (SE La Rosita) o PyE Electrificaciones, con capacidad de 105 MW (SE Herradura) Periodo 2 <ul style="list-style-type: none"> o CFE Generación III EPS, con capacidad de 90 MW (SE González Ortega)
--------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

... Continuación

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

<p style="text-align: center;">GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> o CFE Generación III EPS, con capacidad de 100 MW (SE Sánchez Taboada) o CFE Generación III EPS interconectó las siguientes UME. o UME 10 y UME 11 con capacidad de 39 MW en conjunto (SE Fertimex) o UME 01 y UME 14 con capacidad de 38.5 MW en conjunto (SE Cerro Prieto Cuatro) o UME 12 y UME 15 con capacidad de 32.5 MW en conjunto (SE Cerro Prieto Tres) <ul style="list-style-type: none"> • Durante los días de alta demanda no se incumplió el requerimiento de reserva rodante, por lo que no se asignaron bloques de carga interrumpible por 200 MW a las 17:00 horas. • El 5 de junio de 2022 a las 15:19 horas se presentó el disparo de las unidades de la CCC Mexicali (U01, U02, U03 y U04) por una falla transitoria en tableros internos de 4.16 kV. El intercambio en la LT Imperial Valley – 23050 – Rosita presentó un valor de 602 MW, y un intercambio neto de 915 MW y el desbalance (déficit de generación) en el Valle fue de 808 MW, por lo que se requirió un corte de carga en total 249 MW de los cuales 189 MW corresponde a la Comisión Estatal del Agua y 64 MW corresponden a la Zona Valle. Posteriormente, por instrucción del RC-WEST, se aplicó un corte de carga adicional de 150 MW los cuales se distribuyeron con 100 MW en zona Costa y 50 MW en zona Valle. • 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 Sistema Eléctrico Baja California en los años futuros, en cumplimiento de lo establecido 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.
<p style="text-align: center;">TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la Red Eléctrica de 230 kV y 161 kV de la zona eléctrica de San Luis Río Colorado, se presentan problemas de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas en condiciones de Red Eléctrica completa, los cuales se agravan ante el disparo de la LT Cerro Prieto Dos - 93470 - Chapultepec. Adicionalmente, el disparo del banco de la SE Parque Industrial AT-20 o disparo del CEV de SE Tecnológico ocasiona bajas tensiones de operación a pesar de tener todos los capacitores en servicio. La problemática se resolverá con la compensación capacitiva en la SE Parque Industrial con fecha de entrada en operación factible de diciembre de 2023 y el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey con fecha de entrada en operación factible de julio de 2027, que han sido instruidos por SENER a CFE, y con el Proyecto CCC San Luis Río Colorado y su Red Eléctrica de transmisión asociada establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional. • Las LT Mexicali - 83140 – Packard, Packard – 83320 - Cetys que fueron reparadas en su tramo subterráneo, quedaron limitadas en su capacidad para transmisión de potencia debido a una problemática en el sistema de multi-aterrizamiento. Posteriormente se atendió la problemática de tierras en la LT-83140 incrementando su capacidad de transmisión a 165 MVA. Se requiere que CFE Transmisión solucione la problemática en la LT-83320 para disponer de la capacidad completa de las Líneas de Transmisión involucradas. • En la Red Eléctrica de 115 kV se presentan problemas de baja tensión en la parte radial de Ensenada debido al disparo de cualquiera de las LT del Corredor Ciprés – Cañón de la Red Eléctrica de 115 kV y el disparo de la LT Jovita - 93680 – Ciprés. SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto San Simón MVAR que incorpora 7.5 MVAR en la SE San Simón con fecha factible de enero de 2024. Se programó la obra Maneadero entronque Ciprés – Cañón y el proyecto El Arrajal Banco 1 para resolver la problemática de largo plazo, las cuales ya han sido instruidas, con fechas factibles de entrada en operación de junio de 2027 y febrero de 2028, respectivamente. Adicionalmente, en el PAMRNT 2020 – 2034 se identificó la necesidad de un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín que permita incrementar el suministro de energía eléctrica en el Corredor entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón a la capacidad de la LT Cañón – San Quintín. Actualmente, la problemática de tensión ocasiona que se limite la trayectoria Tijuana – Ensenada. Debido a la problemática de bajas tensiones en San Quintín y San Simón, como Estrategia Operativa se procedió a mover temporalmente uno de los capacitores de 115 kV de 7.5 MVAR de SE Cañón a SE San Simón, con la finalidad de incrementar en nivel de tensión en las Subestaciones Eléctricas más alejadas. Previo a este movimiento, se realizaron recierres en la Red Eléctrica de media tensión para la interrupción de carga de forma momentánea como acción de control de tensión. • En la Red Eléctrica de 69 kV, se presentan alarmas de sobrecargas en las LT Cárdenas - 63110 - Rubí y LT 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 SE Tijuana a SE Industrial (LT-63190 y LT-63210), donde el disparo de una Línea de Transmisión sobrecarga 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 de agosto de 2027 para ambos proyectos. Las LT 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 presentan problemáticas de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas de zona Tecate ante el disparo de la LT Herradura - 63740 - Tecate Uno. Se hace necesaria compensación capacitiva en Tecate Uno en 69 kV para evitar esta problemática. En el PAMRNT 2021 – 2035 se presentó un proyecto que atiende la problemática y que ha sido instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización, con fecha de agosto de 2028.

... Continuación

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

TRANSFORMACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 se tuvieron Estados Operativos de Alerta en las siguientes Compuertas de Flujo: <ul style="list-style-type: none"> ○ Enlace 230/69 kV con 2,252 horas con 3 minutos. ○ Enlace 230/161 kV con 7 horas con 48 minutos. ○ Desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 se tuvieron Estados Operativos de Emergencia en las siguientes compuertas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Enlace 230/69 kV con 157 horas con 27 minutos. ○ Enlace WECC – CFE con 11 horas con 57 minutos. ○ Enlace Tijuana – Ensenada con 11 horas con 21 minutos. ○ Enlace 230/161 kV con 3 minutos. ○ Enlace Costa – Valle con 1 hora con 21 minutos. <p>De lo anterior se observa que se requiere incrementar la capacidad de transformación en la zona Tijuana.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para eliminar las horas de Estado Operativo de Alerta de la compuerta 230/161 kV, se mantuvo el arreglo 3A, el cual consiste en conectar en serie las LT Packard – 83320 – Cetys y Skyworks – 83410 – Cetys. Otra forma de disminuir las horas de Estado Operativo de Alerta de esta Compuerta de Flujo es interconectar generación en la Red Eléctrica de 161 kV, estas modificaciones topológicas han permitido continuar atendiendo la carga. • Para la región Costa, los bancos de transformación de la SE Tijuana I operaron al 100 % de su capacidad en condición de Red Eléctrica completa y con sobrecarga ante contingencia llega hasta el 148 % de su capacidad, donde el EAR actual no mitiga la sobrecarga y requiere corte de carga instruido por el operador, se está en proceso de compra por parte de la GRT Baja California el equipo para automatizar este tiro de carga. SENER ha instruido a CFE Transmisión, la ampliación la capacidad de transformación mediante el proyecto Tijuana I Banco 4 que soluciona la problemática. Este proyecto tiene una fecha factible de entrada en operación de junio de 2024. En el verano 2021 y 2022 se presentó una menor carga en estas transformaciones debido a que se conectaron 90 MW y 105 MW de protocolo correctivo respectivamente en 69 kV. • Los bancos de transformación de SE Panamericana Potencia y SE Metrópoli Potencia presentaron alarmas de sobrecargas ante contingencia sencilla (N-1) con valores de hasta el 145 % de su capacidad nominal. 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 de diciembre de 2024. Actualmente CFE Transmisión está en etapa de licitación del Banco 3 de Panamericana Potencia. El EAR actual para la transformación de la SE Panamericana Potencia no es suficiente para mitigar las sobrecargas. Por lo anterior, se tiene que recurrir a tiro de carga por acción del operador de sistema para lograr descargar los bancos, y se requiere hasta 140 MW de corte de carga. Para solucionar la problemática de transformación en la SE Metrópoli Potencia, SENER instruyó a CFE Transmisión en el PAM 2021-2035 el proyecto Metrópoli Potencia Banco 5 para evitar las sobrecargas ante contingencia sencilla (N-1), el cual tiene fecha de entrada en operación factible para diciembre de 2028. • En la región Valle, se presentan sobrecarga en los bancos de SE Santa Isabel AT-30 y AT-40 ante el disparo del banco paralelo. Esto resulta en alarmas de violación a la compuerta de 230/161 kV, se cuenta con un EAR que realiza seccionamiento de Red Eléctrica para mitigar la problemática. • En la transformación de alta a media tensión de zona Valle, los transformadores de las SE Aeropuerto Dos, Centenario, Centro, Cetys, González Ortega, Mexicali Oriente, Mexicali Dos, Orizaba, Packard, Río Nuevo, Santa Isabel, Sánchez Taboada, Tecnológico, Wisteria, Xochimilco, Valle de Puebla, 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. El día 3 de marzo de 2022 toma carga por primera vez T20 de SE Carranza, durante el mes de julio alcanza un flujo del 86 % de su capacidad nominal. • SENER instruyó a CFE Distribución los proyectos de transformación Victoria Potencia, Carranza, 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 Río Colorado. • Para la región Costa, los transformadores de las SE Durazno, Francisco Villa, Hipódromo, La Mesa, Metrópoli, Pacífico, Seminario, Tecolote, Tijuana Dos, Universidad, San Simón, San Quintín y Valle las Palmas estuvieron operando al 90 % de su capacidad. SENER ha instruido a CFE Distribución los proyectos de transformación Pacífico T20 y La Encantada con los que se soluciona 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. En la SE Panamericana Fraccionamiento se instaló el T20, el cual es proveniente de la SE Jatay, y en la SE Jatay se instaló un transformador de 9.7 MVA, con lo que se atiende la problemática local en el corto plazo.
COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado presentan un déficit de potencia reactiva mayor a 100 MVar. El CEV ubicado en SE Tecnológico operó al 96 % de su capacidad en los días de demanda máxima. • El esquema de baja tensión instalado en la SE Chapultepec, operó múltiples ocasiones sin falla aparente. Esta SE alimenta subestaciones rurales 34.5/13.8 kV y dichos alimentadores son muy longitudinales.

... Continuación

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Las siguientes unidades de generación presentan limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de tensión: <ul style="list-style-type: none"> o Cerro Prieto Cuatro Unidades 10, 11 y 12. o Cerro Prieto Tres Unidades 08 y 09 estuvieron fuera de servicio. • En la SE Tecate Uno 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 69 kV para agosto 2028. • En la parte sur de zona Ensenada se requiere de compensación reactiva en 115 kV en la SE San Simón para el soporte de tensión en Subestaciones Eléctricas del Corredor costero al sur de la ciudad de Ensenada entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón. 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, que permitirá atender el crecimiento de la demanda manteniendo la tensión dentro de los Límites Operativos establecidos. • En la Red Eléctrica de 115 kV de la Zona Tijuana, ante el disparo del Banco AT-10 de Presidente Juárez se presenta la problemática de bajas tensiones en las SE Panamericana Fraccionamiento, La Joya, Sauzal, Jatay, Popotla y Puerto Nuevo. En el PAMRNT 2022-2036 se incluyó el proyecto de incorporar compensación capacitiva fija en las SE Panamericana Fraccionamiento de 22.5 MVAR, La Joya de 22.5 MVAR y Popotla de 7.5 MVAR, con fecha factible de término por definir por CFE Transmisión. • En la Red Eléctrica de 69 kV de la Zona Tijuana se presentan bajas tensiones ante el disparo del Banco T40 de SE Tijuana I o el disparo de la LT-63750 Tijuana I a Herradura. En el PAMRNT 2022-2036 se incluyó el proyecto de compensación capacitiva fija en las SE Durazno de 16.2 MVAR, Seminario de 16.2 MVAR, Lago de 24.3 MVAR, Francisco Villa de 24.3 MVAR y Tijuana I de 24.3 MVAR.
--------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Cuadro 5.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • La demanda máxima instantánea se presentó el 22 de julio de 2022 a las 16:54 horas, alcanzando un valor pico de 600.3 MW, 15.3 MW por arriba del pronóstico de 585 MW que se tenía para el año. La generación TG sincronizada a la hora de la demanda máxima fue de 321.60 MW. La generación indisponible a la hora de la demanda máxima fue la siguiente: <ul style="list-style-type: none"> o Punta Prieta Vapor Unidad 1, por tubo roto en caldera. o Punta Prieta TG Unidad 4, por altas vibraciones en turbina. o Baja California Sur CI Unidad 1, por problemas en estructura de base del motor. o Baja California Sur CI Unidad 5, por incendio en motor principal. o La indisponibilidad total de generación fue del 26.9 % de la capacidad total. • La generación FV a la hora de la demanda máxima fue: <ul style="list-style-type: none"> o Aura Solar Uno, 19.4 MW (en descenso por curva de operación). o Aura Solar Tres, 13.9 MW (en descenso por curva de operación). o Sol de Insurgentes, 23.0 MW. • La generación Eólica a la hora de la demanda máxima fue de 1.4 MW. • A la hora de la demanda máxima del 22 de julio de 2022, la Reserva Operativa fue de 21.43 MW (3.57 %) con respecto a la capacidad efectiva generada de las unidades térmicas en ese punto de operación. • Del 01 de septiembre del 2021 al 31 de diciembre del 2022 en 13 ocasiones se registró la operación del esquema automático de corte de carga por baja frecuencia ocasionada por la desconexión fortuita de generación. • Durante el día de la demanda máxima, varias de las Unidades de Central Eléctrica del SIBCS presentaron degradación en su capacidad por diversas causas, entre ellas alta temperatura de gases de escape, asentamiento del conjunto de potencia entre otras.
TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • El Corredor de transmisión La Paz a Los Cabos, compuesto por dos Líneas de Transmisión en 230 kV entre las SE Olas Altas - El Palmar con número 93130 y 93140 y la LT en 115 kV El Triunfo - 73130 - Santiago, no presentó sobrecarga alguna en su límite de 237 MW, aunque se registraron valores por encima del 90 % de su capacidad durante 4 horas. La máxima cargabilidad fue de 220.68 MW (93.11 %). • La máxima cargabilidad de la Compuerta de Flujo de Zona La Paz a Zona Constitución compuesta por dos Líneas de Transmisión de 115 kV entre las SE Las Pilas y Villa Constitución fue de 83.60 MW con un límite de 80 MW (Cargabilidad del 104.5 %). Durante 2 horas estuvo sobre el 100 % del límite y 20 horas sobre el 90 %. • La máxima cargabilidad del AT-10 de Olas Altas fue de 96.88 MVA. La capacidad el OLA AT-10 es de 100 MVA (tiene declarado un límite de capacidad de 85 MVA por estabilidad), el cual estuvo rebasado durante 28 horas llegando a un máximo de 113.97 %. • La SE Punta Prieta es de gran importancia por el número de elementos conectados en la barra, por lo que se requiere la modernización de la configuración actual de barras por una que otorgue mayor Confiabilidad y seguridad. • No se presentaron congestiones en elementos de transmisión que provocaran la activación de acciones remediales.

... Continuación

Cuadro 5.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante la temporada de verano del 2022, los transformadores de las RGD del MEM que alcanzaron valores superiores al 90 % son: <ul style="list-style-type: none"> o Palmira T-10: 92.7 % o Cabo Falso T-10: 93.1 % • Para evitar la saturación de las SE Palmira y Punta Prieta, se ha identificado el proyecto de ampliación de capacidad en la SE Punta Prieta en el mediano plazo, así como CFE Distribución implementará estrategias en la Red Eléctrica de media tensión para reconfigurar cargas en las Subestaciones Eléctricas colindantes, sin embargo, en el mediano plazo se observa la necesidad de ampliar la capacidad de transformación instalada en las SE Palmira y el Recreo. • Con el propósito de no alcanzar a sobrecargar los transformadores de las RGD del MEM en la Zona Los Cabos, el Distribuidor implementó estrategias de reconfiguración de cargas entre Subestaciones Eléctricas colindantes, además de la relocalización de los transformadores móviles existentes en el sistema en las SE Santiago, Cabo San Lucas Dos y San José del Cabo. Estos transformadores móviles serán necesarios para cubrir la demanda durante el verano 2023 o bien hasta que entren en operación los proyectos de transformación instruidos. • En la SE Monte Real en su segundo año de operación ya rebasa el 88 % 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 acelerarán la saturación. • Con el fin de resolver parte de la problemática de sobrecargas en los transformadores de las RGD del MEM, SENER instruyó a CFE Distribución la construcción de los proyectos de transformación Buena Vista y Cabo Falso para la zona Los Cabos, las fechas de entrada en operación factible es de noviembre de 2022 (incumplida) y diciembre de 2023 respectivamente.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la región de Villa Constitución se han presentado bajas tensiones, sin embargo, se han mantenido dentro de los Límites Operativos, mediante la asignación de unidades fuera de mérito por Confiabilidad en la zona, por lo que no se han requerido acciones remediales. En Ciudad Insurgentes y Loreto se observa una problemática de requerimientos de compensación capacitiva en la RGD, 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 de agosto de 2027. • Se observa durante los meses de verano una degradación del perfil de tensión en Subestaciones Eléctricas de carga de la Zona La Paz, debido a que ninguna de éstas cuenta con compensación capacitiva fija en el nivel de 115 kV, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos y no se ha requerido ninguna acción remedial. En diciembre de 2021, entró en operación el capacitor de la SE El Recreo en 115 kV de 15 MVAR lo que ha reducido la problemática de tensión en la zona La Paz. • Se presentaron problemáticas de baja tensión ante contingencia sencilla (N-1) en las SE Camino Real, Recreo y Santiago en el nivel de 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 enero de 2024 para el capacitor en la SE Bledales y para el capacitor en la SE Camino Real en agosto de 2027.

Cuadro 5.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se presentó la demanda máxima instantánea con 32.14 MW a las 16:01:00 horas el día 27 de septiembre del 2022. • La capacidad declarada de la CCI Vizcaíno es de 22.53 MW como generación base, durante el 2022 la Central Eléctrica ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 12.30 MW (54 %) siendo su principal causa el decremento en su capacidad, el día de demanda máxima la Central Eléctrica participó con una disponibilidad de 17.78 MW, esto ocasiona disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia con tecnología turbogás o turbo jet y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos. • Actualmente el Sistema Interconectado Mulegé cuenta con una capacidad instalada de 75.98 MW, de dicha capacidad únicamente se cuenta con 49.45 MW (65.08 %) disponibles ya que se tiene indisponibilidad y degradación de unidades de generación. • En el año 2022, el Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia ha operado de la siguiente forma: el 1er paso a 59 HZ, 28 veces, el 2do paso a 58.8 HZ, 10 veces, el 3er paso a 58.6 HZ, 1 veces, 4to paso
-------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

... Continuación

Cuadro 5.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

<p>GENERACIÓN</p>	<p>a 58.4 HZ, 1 vez, 5to paso a 58.2 HZ, 2 veces, 6to paso a 57.8 HZ, 1 vez, 8vo paso a 57.3 HZ, 1 vez y 9no paso a 57 HZ en 3 ocasiones (parcialmente).</p> <ul style="list-style-type: none"> • El 23 de agosto 2022, se requirió realizar el tiro de carga manual por déficit de generación en cinco ocasiones afectando los siguientes circuitos: <ul style="list-style-type: none"> o RT Díaz Ordaz 0.55 MW, ENS 0.30 MWh. o SE Bahía Asunción 1.85 MW, RT Zapata 1.45 MW, ENS 4.63 MWh. o SE Bahía Asunción 0.70 MW, RT Díaz Ordaz 0.85 MW, ENS 8.26 MWh. o SE Bahía Asunción 0.70 MW, RT Nueva Santa Rosalía 1.15 MW, ENS 5.84 MWh. o RT Entronque 0.79 MW, ENS 1.60 MWh. • El 23 de agosto 2022, opera la protección 50FI Bus 34.5 kV Guerrero Negro Dos, sección "A", provocando la pérdida de generación equivalentes a 11 MW, afectado 13 MW de carga de la Zona de Guerrero Negro y una ENS de 43.011 MWh. • Ante fallas en la RGD que han derivado a eventos múltiples presentando constantes pérdidas de generación que provocan el abatimiento en la frecuencia y la operación de esquema 81, por lo que, es necesario la revisión de unidades de Central Eléctrica, además de realizar pruebas de regulación de frecuencia y tensión. • El 23 de abril 2022, presenta problemas de comunicación la CE Guerrero Negro Tres perdiendo la señalización de estados de interruptor de máquinas y mediciones de estas. Actualmente las mediciones son manipuladas manualmente en SCADA. • Se han presentado fallas en interruptores de SE de CE Guerrero Negro Dos, provocando barrida de bus de dicha Central Eléctrica por operación de la protección 50FI, ocasionando con ello formación de islas eléctricas entre la Zona Guerrero Negro y Zona Santa Rosalía. • Como maniobra principal de recuperación tanto de la carga de Zona Guerrero Negro como de Zona Santa Rosalía (aislados eléctricamente) se ha solicitado el arranque negro de la CE Guerrero Negro Tres y CE Santa Rosalía mismas que han sido fallidos. • Se requiere incluir un circuito de distribución en paralelo de amarre de buses entre SE Vizcaíno y una sección de Bus de la CE Guerrero Negro Tres o de la CE Guerrero Negro Cuatro (próxima a entrar en mayo de 2023) 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.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la Red Eléctrica de 115 kV se han presentado contingencias de la LT Santa Rosalía – 73140 – Mezquital, ocasionando con ello formación de isla entre Zona Santa Rosalía y Zona Guerrero Negro. • El 9 de agosto 2022, se pierde la LT Vizcaíno 73140 Mezquital con un flujo de potencia activa de 0.83 MW, afecta una carga de 2.13 MW y una ENS de 0.294 MWh. • El 31 de agosto 2022, sale de servicio LT Santa Rosalía 73110 Mezquital (descarga atmosférica) con un flujo de potencia activa de 5.71 MW, afecta una carga de 17.24 MW con ENS de 20.88 MWh. • El 28 de septiembre 2022, se pierde la LT Santa Rosalía 73110 Mezquital con un flujo de potencia activa de 5.76 MW, afecta una carga de 6.16 MW y una ENS de 10.112 MWh.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El 23 de mayo 2022, sale de servicio interruptor lado de baja T80 perdiendo la carga del Bus de 13.8 kV Santa Rosalía, afectando una carga de 3.27 MW y una ENS 0.309 MWh. • Ante la solicitud de incremento de carga de Exportadora de Sal de 1.0 MW a 4.5 MW mismas que se proyectan en tres etapas, CFE Distribución comenta que se ve imposibilitado de dar el servicio con la infraestructura actual por lo que es necesario proyectar un tercer circuito de Vizcaíno a Guerrero Negro. • CFE Distribución menciona que en la Zona de Guerrero Negro ya se encuentra con violaciones de pérdidas eléctricas por efecto joule I²R por lo que no será posible suministrar más carga, existe la posibilidad de rechazar solicitudes y tener carga reprimida.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El 14 de agosto 2021, queda indisponible el capacitor C10 de Guerrero Negro Uno, situación que agrava para mantener un perfil adecuado de tensión en temporada de verano y empeora ante la contingencia sencilla (N-1) (pérdida de una LT de anillo Guerrero Negro Dos – Guerrero Negro Uno). El 10 de junio 2022, se recupera capacitor C10 con 0.60 MVar (capacidad máxima de 1.20 MVar) y el 25 de julio de 2022 queda nuevamente indisponible por falla en mecanismo de interruptor 55100 Guerrero Negro Uno. • Con el crecimiento natural de carga en la Zona de Guerrero Negro y ante la contingencia sencilla (N-1) pérdida de conexión en anillo de la Central Vizcaíno y SE Guerrero Negro Uno, la carga se vuelve radial provocando tensiones por debajo de los Límites Operativos establecidos. Por lo tanto, se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2022

Para identificar el comportamiento de la demanda máxima integrada y el consumo bruto, se muestran a continuación para los cuatro Sistemas Interconectados (SIN, SIBC, SIBCS y SIM) gráficas integradas por 52 semanas (año móvil) de los tres últimos años.

Los efectos económicos y sociales derivados por la contingencia sanitaria y los acontecimientos geopolíticos 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.

Comportamiento semanal de la demanda máxima bruta integrada y consumo bruto del SIN

En la Figura 5.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color marrón indica la demanda semanal del 2022.

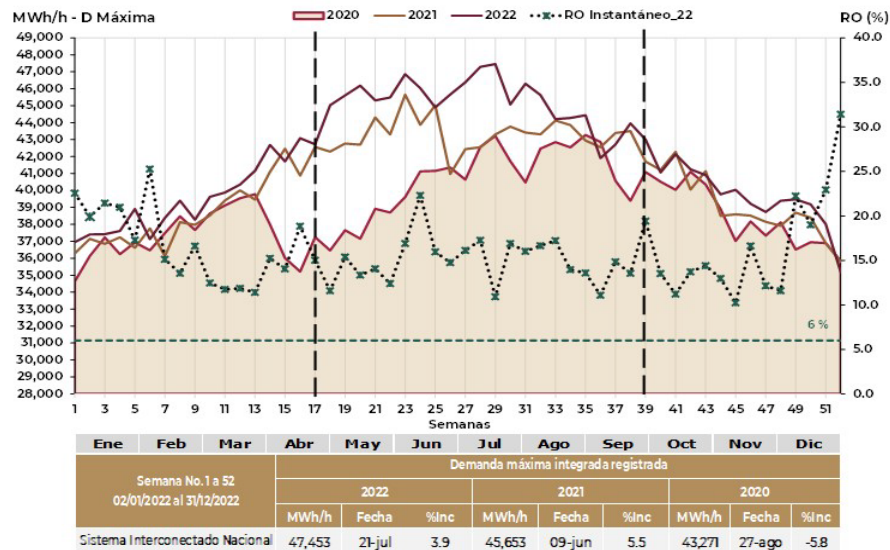
En el año 2020 la demanda máxima se presentó el 27 de agosto, en el 2021 ocurrió

el 09 de julio y en el 2022 se presentó en julio, con un crecimiento del 3.9 % respecto al 2021. Se observa que hasta el año 2022 la magnitud de la demanda máxima alcanzada es superior a la del 2019 con un 3.3 % de crecimiento, es decir, después de tres años se presenta una demanda máxima integrada superior a las presentadas antes de la contingencia sanitaria.

De mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas y los ciclos agrícolas de bombeo en el norte del país (Figura 5.1). En la época invernal se presentan 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 2022, el crecimiento del promedio de las demandas máximas semanales de invierno a máxima de verano fue de 9,089 MWh/h.

En la misma Figura 5.1 se indica el comportamiento de la reserva operativa 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 6.0 %, durante este periodo el SIN se operó de manera general dentro de adecuados márgenes de Confiabilidad, por arriba del valor mínimo.

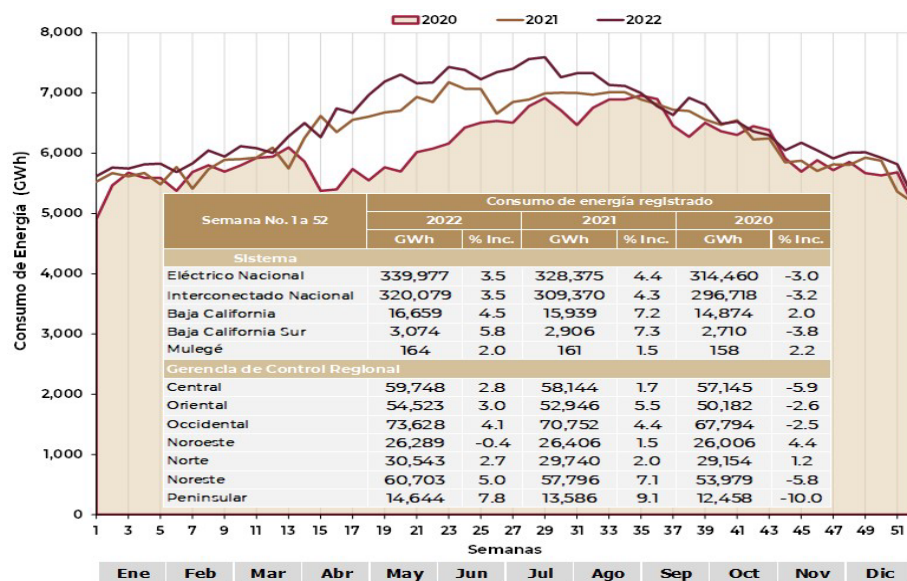
Figura 5.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada bruta semanal del SIN en 2020, 2021 y 2022



Para el SEN en la Figura 5.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica del 2020-2021 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 en el área norte del país; en el

año 2022 el SEN tuvo un crecimiento menor al que se presentó en el año 2021, al registrarse un crecimiento del 3.5 % del 2022 con respecto al 2021. Se identifica una mayor recuperación del consumo de energía eléctrica en tres de las siete GCR y el SIBC y SIBCS.

Figura 5.2. Comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del SEN 2020, 2021 y 2022



Para el SIN, en la Figura 5.3 se muestra el comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del 2020-2022. En este último año registró un volumen de energía

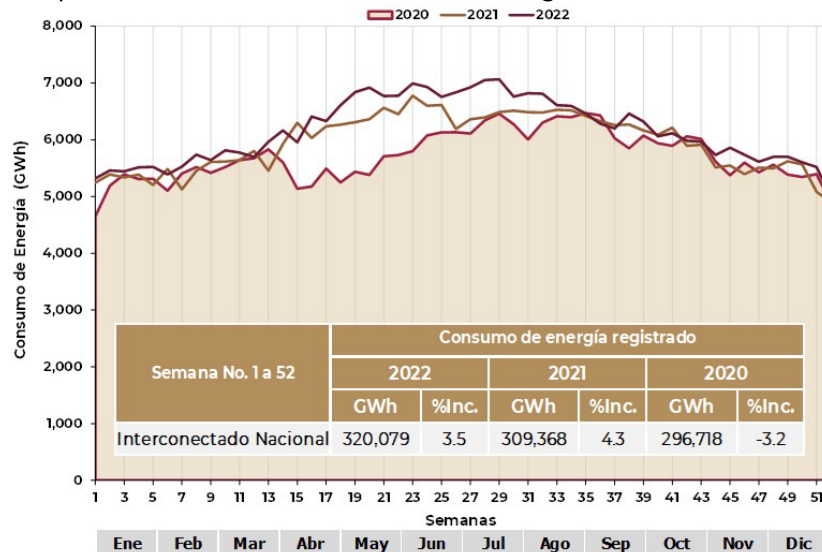
eléctrica de 320,079 GWh cuyo valor representa un crecimiento del 3.5 % en relación con el 2021, debido a la

recuperación de las GCR: Occidental, Noreste y Peninsular.

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.

Figura 5.3. Comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del SIN 2020, 2021 y 2022



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

En la Figura 5.4 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 observa: el crecimiento de la demanda, se alcanza el pico máximo, e inicia el descenso de esta. En septiembre de 2022 se presentó la demanda máxima anual en el SIBC con un

4.5 % con respecto al año anterior. De acuerdo con la demanda máxima bruta integrada entre el periodo de invierno a verano; se tuvo un crecimiento del orden de 1,552 MWh/h entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

En la Figura 5.5 se muestra el comportamiento del consumo bruto semanal de energía eléctrica del SIBC, con el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2022 se presentó un consumo de 16,659 GWh, con una tasa de crecimiento del 4.5 % con respecto al año 2021.

Figura 5.4. Comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal del Sistema Interconectado Baja California 2020, 2021 y 2022

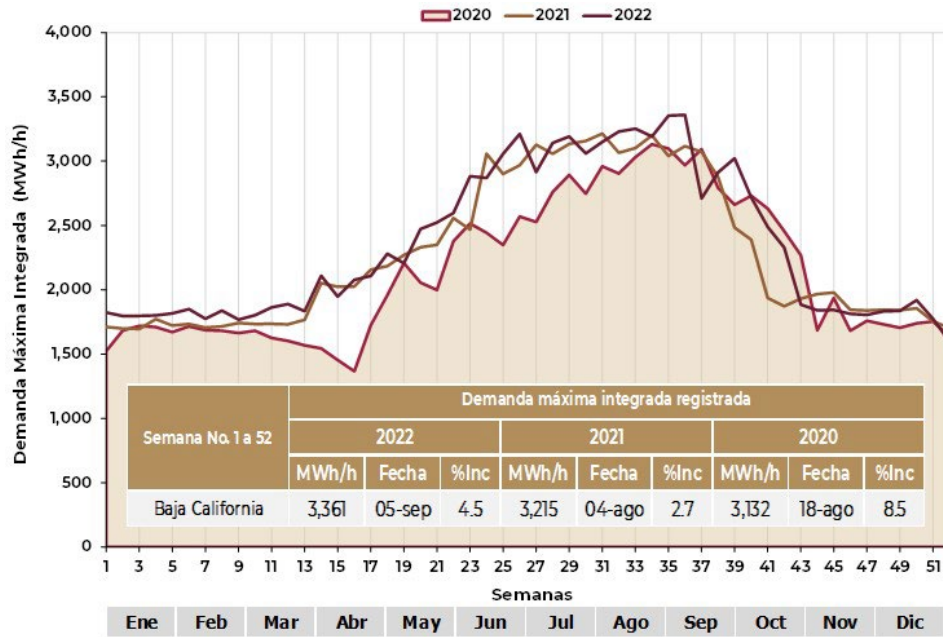
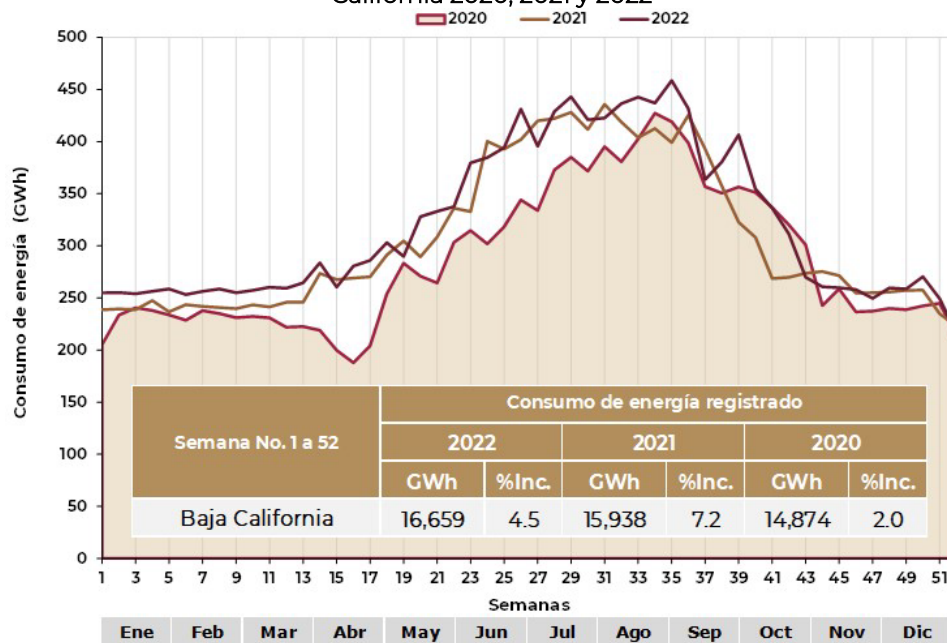


Figura 5.5. Comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California 2020, 2021 y 2022



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

En la Figura 5.6 se observa el perfil de la demanda máxima integrada semanal del 2020-2022 en el SIBCS. El trazo en color marrón corresponde a la demanda de 2022, el trazo en color café corresponde a la demanda de 2021 y el trazo sombreado a la demanda de 2020. En julio de 2022, se presentó la demanda máxima de 596

MWh/h, marcando un crecimiento de 6.4 % con relación al 2021.

En la Figura 5.7 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los tres últimos años (se observa un perfil muy parecido a la demanda), con un crecimiento del 5.8 % con relación al 2021. Sobre todo, por el flujo de turistas internacionales y nacionales, uno de los sectores económicos que mueve el consumo de dicho sistema eléctrico.

Figura 5.6. Comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal del Sistema Interconectado Baja California Sur 2020, 2021 y 2022

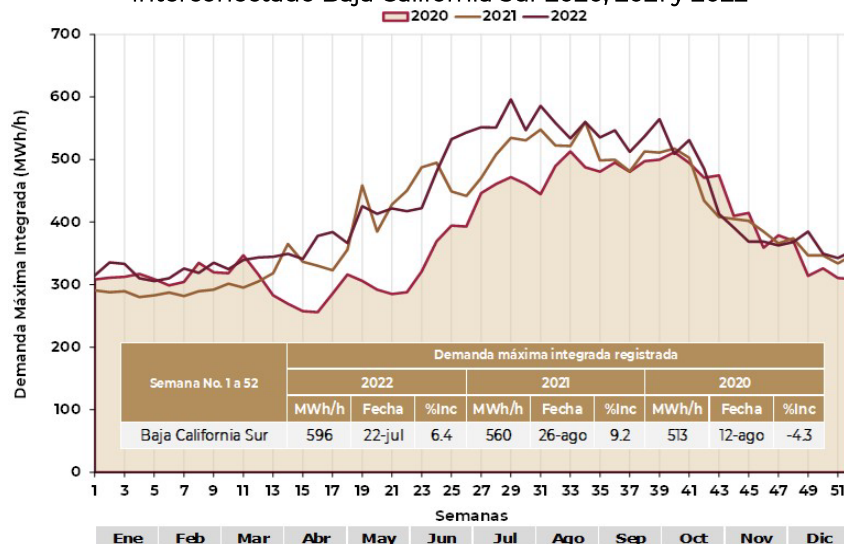
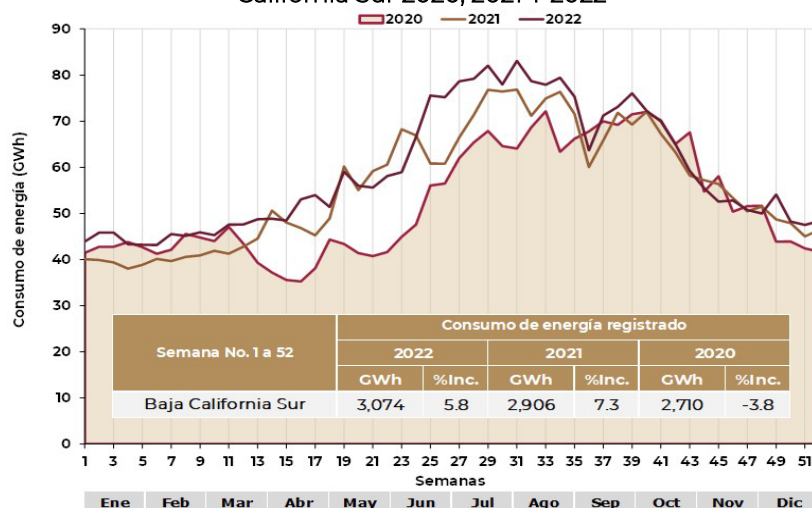


Figura 5.7. Comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur 2020, 2021 Y 2022



Comportamiento de la demanda máxima bruta semanal y consumo del Sistema Interconectado Mulegé

En las Figuras 5.8 y 5.9 se presenta el comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal y el consumo bruto de energía eléctrica, del 2020-2022.

Los perfiles son los característicos de la zona norte del país, con incrementos considerables de mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado eléctricamente del resto del SEN alcanzó en 2022 una demanda máxima integrada de 32 MWh/h y un consumo de 163.9 GWh, lo que significó un crecimiento de 2.0 % para el consumo de energía eléctrica con respecto al 2021.

Figura 5.8. Comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal del Sistema Interconectado Mulegé 2020, 2021 Y 2022

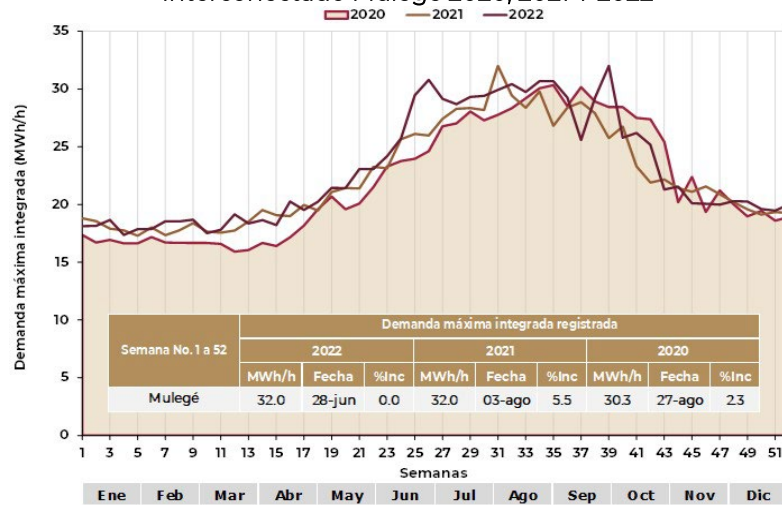
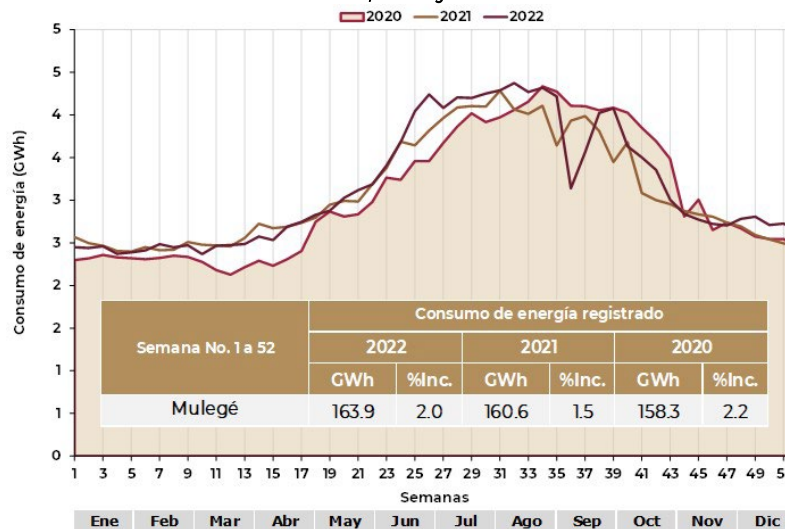


Figura 5.9. Comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del Sistema Interconectado Mulegé 2020, 2021 y 2022



Comportamiento de la generación hidráulica.

En la Figura 5.10 se muestra el comportamiento de la energía eléctrica hidroeléctrica almacenada y la generación acumulada en los grandes embalses del SEN durante el 2022.

Para el año 2022, la condición inicial de energía eléctrica almacenada se ubicó en 17,068 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 agosto del orden de 8,286 GWh.

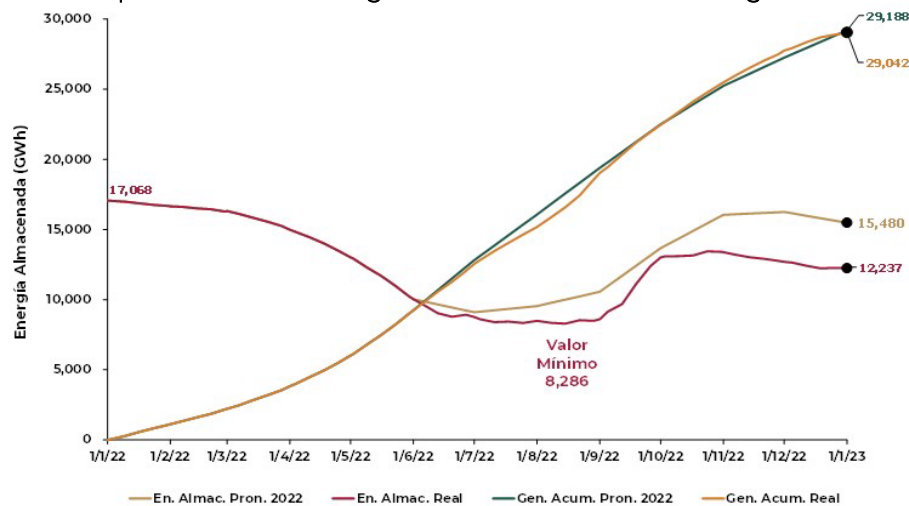
Las cuencas del Grijalva y Papaloapan presentaron aportaciones por arriba de la

media, a diferencia de las cuencas del Balsas, Santiago y Moctezuma que presentaron aportaciones por debajo de la media.

La recuperación de energía eléctrica almacenada en el periodo de lluvias alcanzó los 12,237 GWh al final del año, lo cual represento un decremento de 4,831 GWh respecto a la condición inicial de año. Debido al déficit de aportaciones en las cuencas del Balsas, Santiago y Moctezuma se tuvo una diferencia de 3,243 GWh entre el valor real y el pronosticado de energía eléctrica almacenada.

La generación acumulada de los grandes embalses alcanzó un valor del de 29,042 GWh que representa una diferencia de 146 GWh por debajo de la meta a final del año.

Figura 5.10. Comportamiento de energía eléctrica almacenada en los grandes embalses 2022



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 6.0 % para considerar al sistema en Estado Operativo Normal; se considera al sistema en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre $3.0 \% \leq RO < 6.0 \%^{11}$.

En la Figura 5.11 se muestra el comportamiento de la Reserva Operativa y

¹¹ Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red

la demanda máxima instantánea semanal de los últimos tres años del 2020-2022.

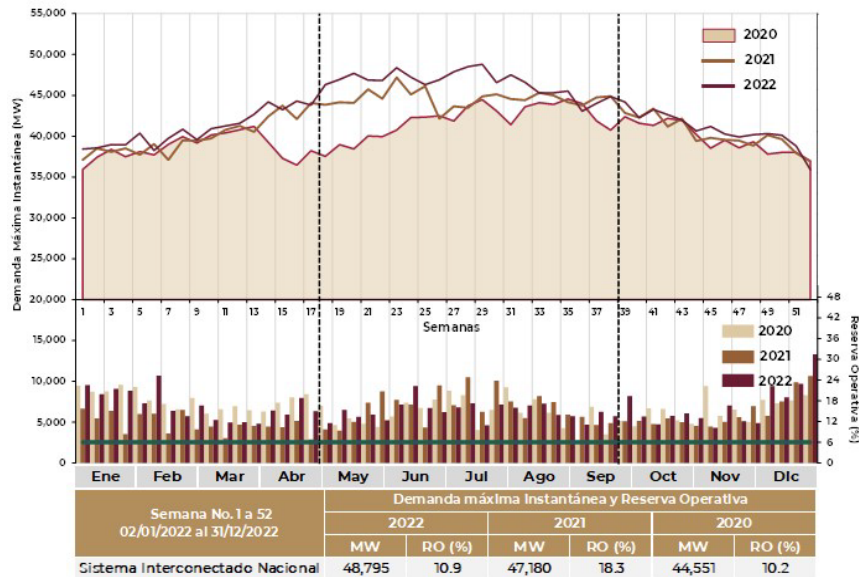
Se observa que a partir de la semana 18 en mayo a la semana 39 o 40 en septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima instantánea anual y en consecuencia la Reserva Operativa presenta los menores valores del año, e incluso durante el periodo mencionado se registran valores muy cercanos al Límite mínimo de Estado Operativo Normal del 6.0 %.

En 2020 la Reserva Operativa se presentó con un solo valor por debajo del 6.0 % en la semana 36. En 2021 la Reserva Operativa fue de 6.8 % en la semana 17, y en 2022 el valor mínimo de la Reserva Operativa fue de 10.2 %, como se observa en las Figuras 5.1 y 5.11.

Las Figuras 5.12 y 5.13 muestran el comportamiento de la demanda máxima instantánea y la Reserva Operativa del SIBC y SIBCS 2020-2022.

La Reserva Operativa en los SIBC y SIBCS debe ser mayor o igual al 11.0 % para considerar un Estado Operativo Normal; se consideran en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre $4.0 \% \leq RO < 11.0 \%$ ¹². Dado que el SIBC se interconecta sincronamente 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.

Figura 5.11. Comportamiento del margen de reserva operativa y demanda máxima instantánea semanal en 2020, 2021 y 2022 del SIN



¹² Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red

Figura 5.12. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2020, 2021 y 2022 del SIBC

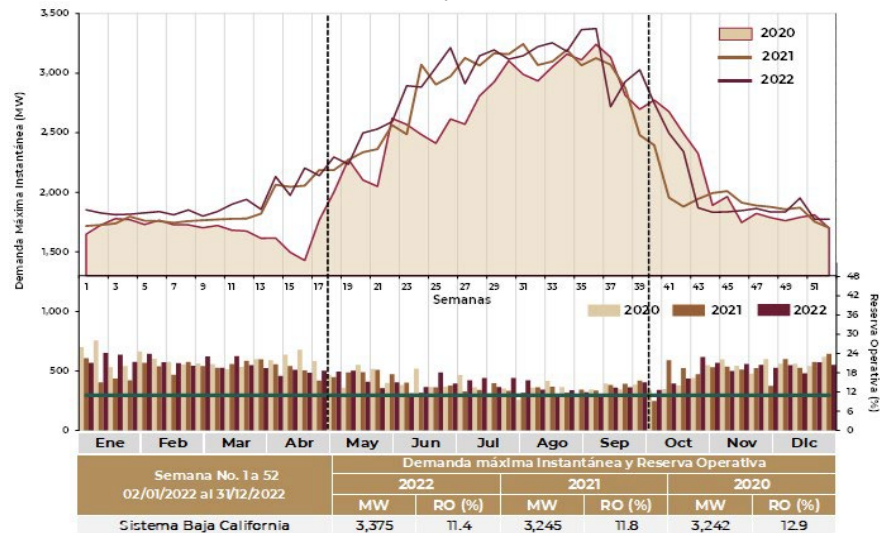
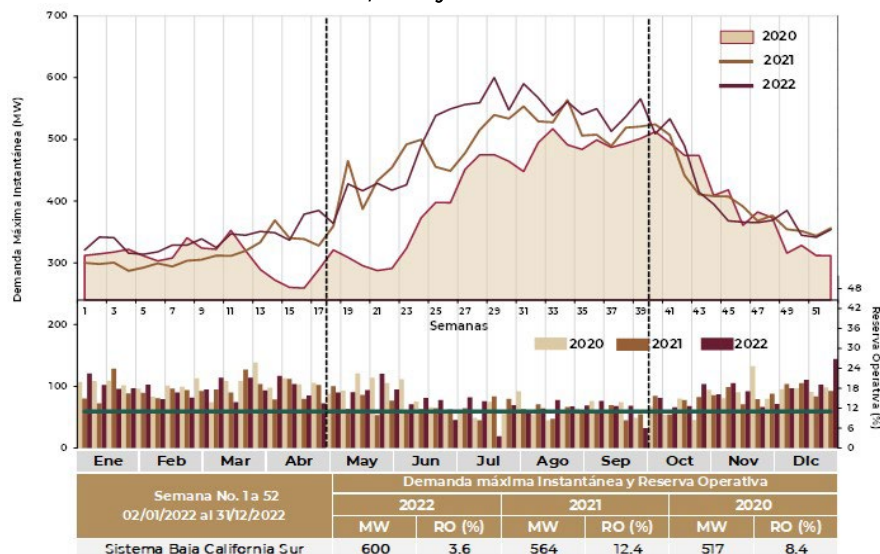


Figura 5.13. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2020, 2021 y 2022 del SIBCS



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

La Figura 5.14 muestra para la demanda máxima neta instantánea 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 2022 dada la indisponibilidad de Centrales Eléctricas (Convencionales y de Energía

Limpia) se presentan ya valores por debajo del valor eficiente. Por lo que se debe poner atención a estas condiciones operativas del SIN y el por qué se están presentando.

La Figura 5.15a presenta, del mes de junio 2022 a enero 2023 el comportamiento para la demanda máxima neta vespertina, escenarios con mayor aportación de energía eléctrica de las Centrales Eléctricas FV.

La Figura 5.15b presenta, del mes de junio 2022 a enero 2023 el comportamiento para la demanda máxima neta nocturna, escenarios con nula aportación de energía eléctrica de las Centrales Eléctricas FV.

adición de Sistemas de Almacenamiento en el futuro como establece el PIIRCE 2022-2036 y 2023-2037.

Para lograr alcanzar valores eficientes se requiere reducir la indisponibilidad y de la

Figura 5.14. Comportamiento de la demanda máxima neta mensual, Capacidad y Reserva de Planeación del SIN enero 2022 a enero 2023.

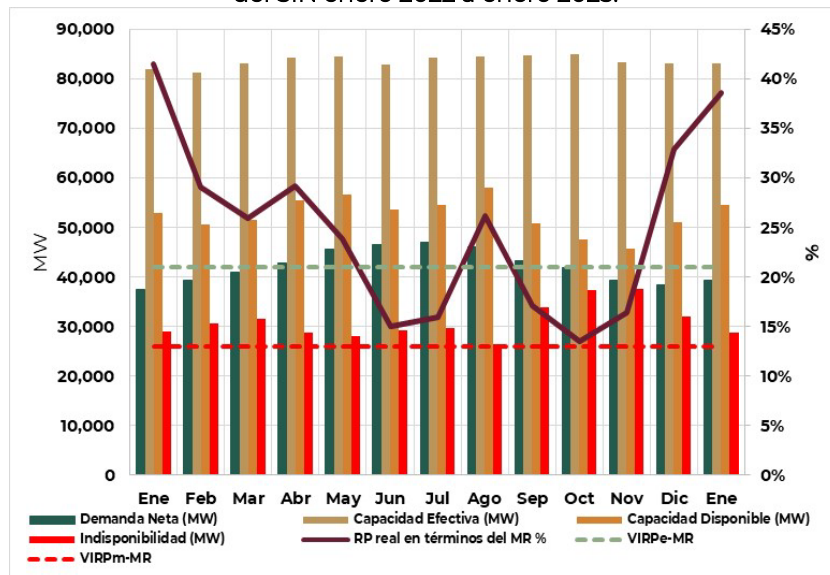
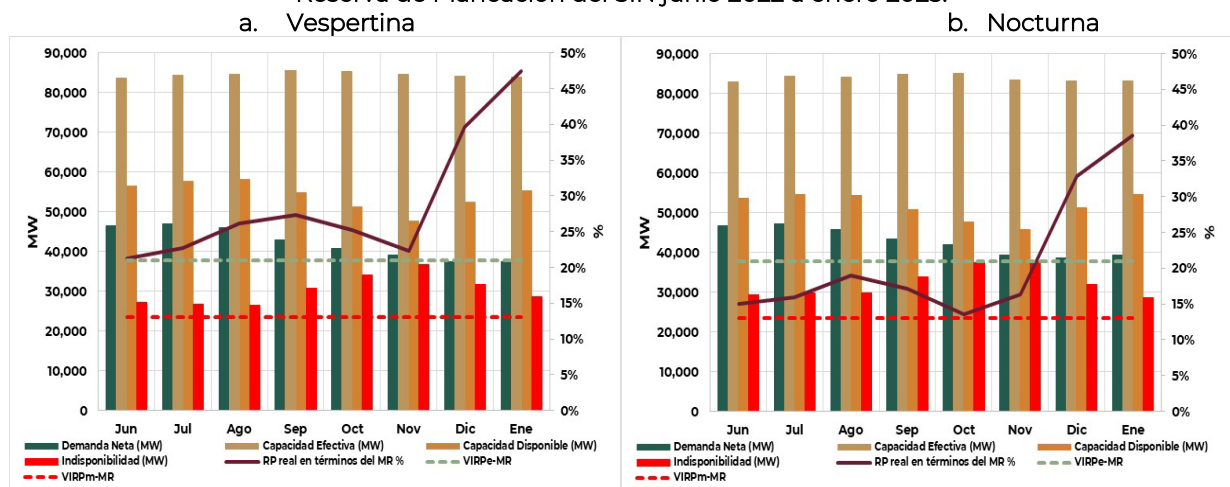


Figura 5.15. Comportamiento de la demanda máxima neta vespertina y nocturna mensual, Capacidad y Reserva de Planeación del SIN junio 2022 a enero 2023.



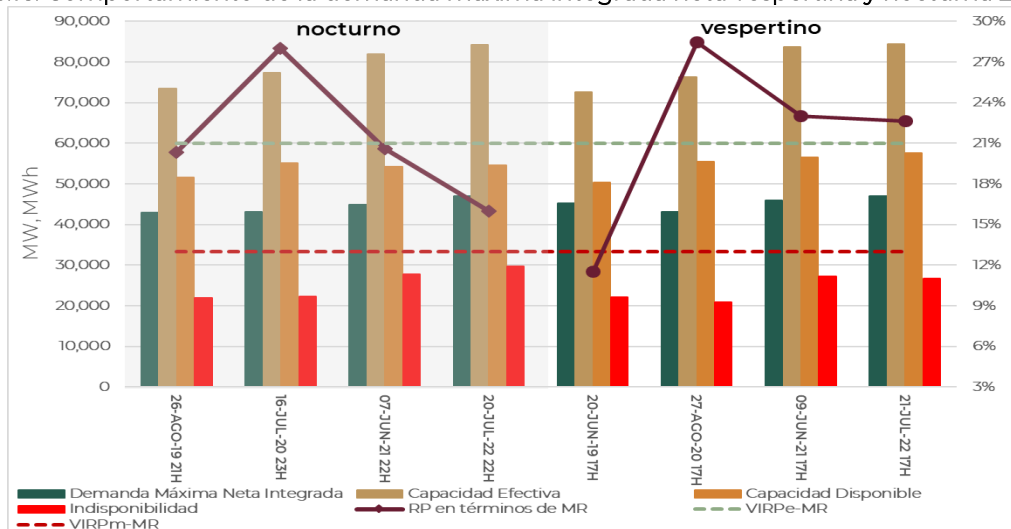
La Figura 5.16 muestra el comportamiento de la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN vespertina y nocturna de 2019 a 2022 para la condición de demanda máxima neta integrada, donde se observa que previo a la pandemia

y con la incorporación de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia, 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. Desde 2021 se observa que la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN se ubica entre la

eficiente y el valor mínimo de la política de Confiabilidad

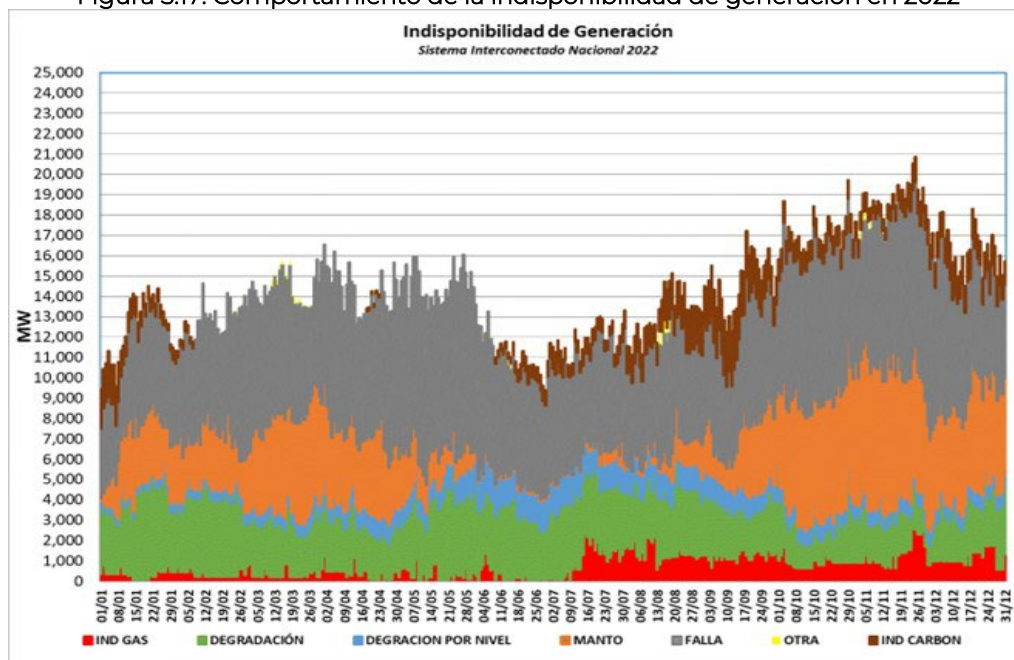
Figura 5.16. Comportamiento de la demanda máxima integrada neta vespertina y nocturna 2019-2022.



La Figura 5.17 muestra las causas de la indisponibilidad en 2022 del SIN, se mantiene como periodos de mantenimiento altos los meses de marzo-abril y de octubre-diciembre con un

promedio anual-diario de 2,765 MW. Por falla se presenta un promedio anual-diario de 6,145 MW, y la degradación un promedio anual-diario de 2,853 MW.

Figura 5.17. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2022



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales Compuerta de Flujo de transmisión del SEN en la demanda máxima de verano de 2022

La demanda máxima de tarde del SIN se presentó el 21 de julio de 2022, con una demanda instantánea de 48,530 MW a las 17:14 horas.

En las Figuras 5.18 a 5.20 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales el 21 de julio a las 17:14 horas. El color de la flecha para cada Compuerta de Flujo indica qué tan cercano se encuentra al Límite Operativo de flujo de potencia activa, es decir si ésta es verde el flujo de potencia activa está por debajo del 80 % del Límite Operativo, si es amarillo está entre el 80 % y 100 % y si es roja está por encima del 100 % del Límite Operativo.

Como se puede observar, las Compuertas de Flujo Juárez – Chihuahua y Guaymas - Obregón estuvieron operando por encima del 80 % de su Límite Operativo.

Compuerta de Flujo Laguna Verde – Puebla de igual forma, operó con alta cargabilidad.

Mediante el enlace de transmisión con Belice, se exportaron 47 MW, es decir cercano a su capacidad.

La compuerta Valladolid – Cancún, alcanzó 2 % de sobrecarga derivado del incremento en la demanda ante la recuperación de la actividad turística en la región y teniendo generación turbogás sincronizada en Cozumel para reducir la cargabilidad de los cables de potencia submarinos que suministran la demanda de la isla.

De las Centrales Eléctricas del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, de las CE del Golfo de México se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, del Sureste se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán, y del Norte se transmite energía eléctrica al Sur del país por las Compuertas de Flujo de 400 kV de Tamós – Poza Rica. 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.

En el Sistema Interconectado Baja California que se encuentra interconectado síncronamente al WECC, se tuvo una importación puntual neta de 543 MW en el escenario de demanda máxima el 5 de septiembre de 2022 con límite máximo de 600 MW. En el Sistema Interconectado Baja California Sur las transferencias de potencia se encuentran dentro de Límites Operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

Figura 5.18. Transferencias de potencia el 21 de julio de 2022 a las 17:14 horas en el Norte del País

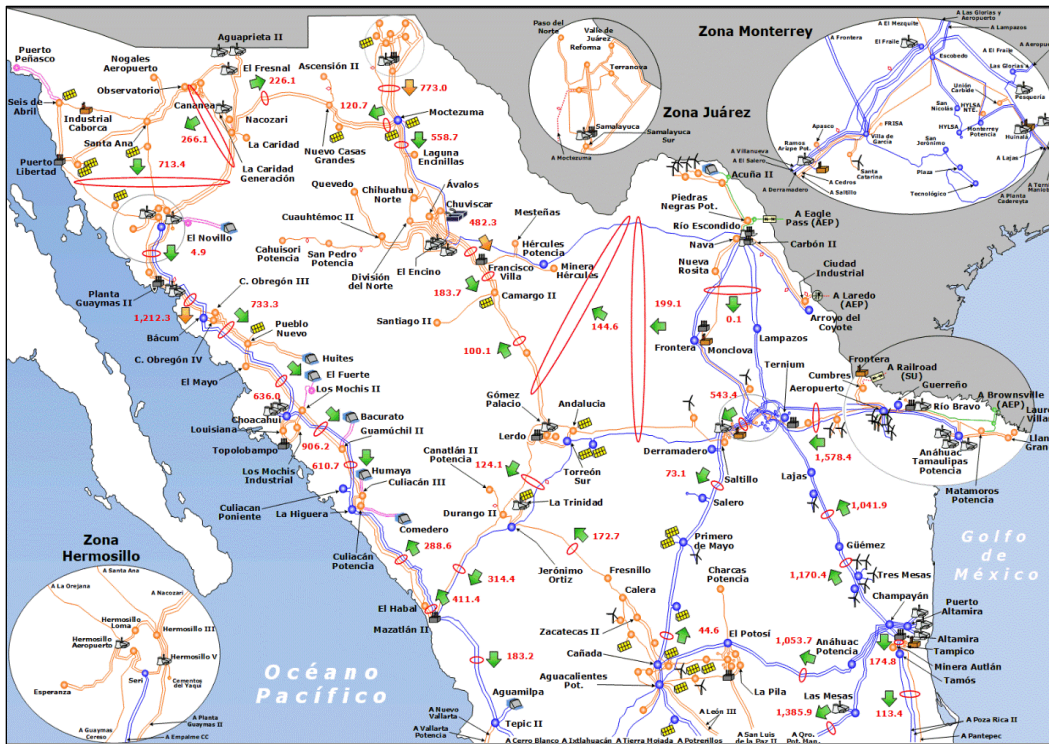


Figura 5.19. Transferencias de potencia el 21 de julio de 2022 a las 17:14 horas en el Centro y Sur del País

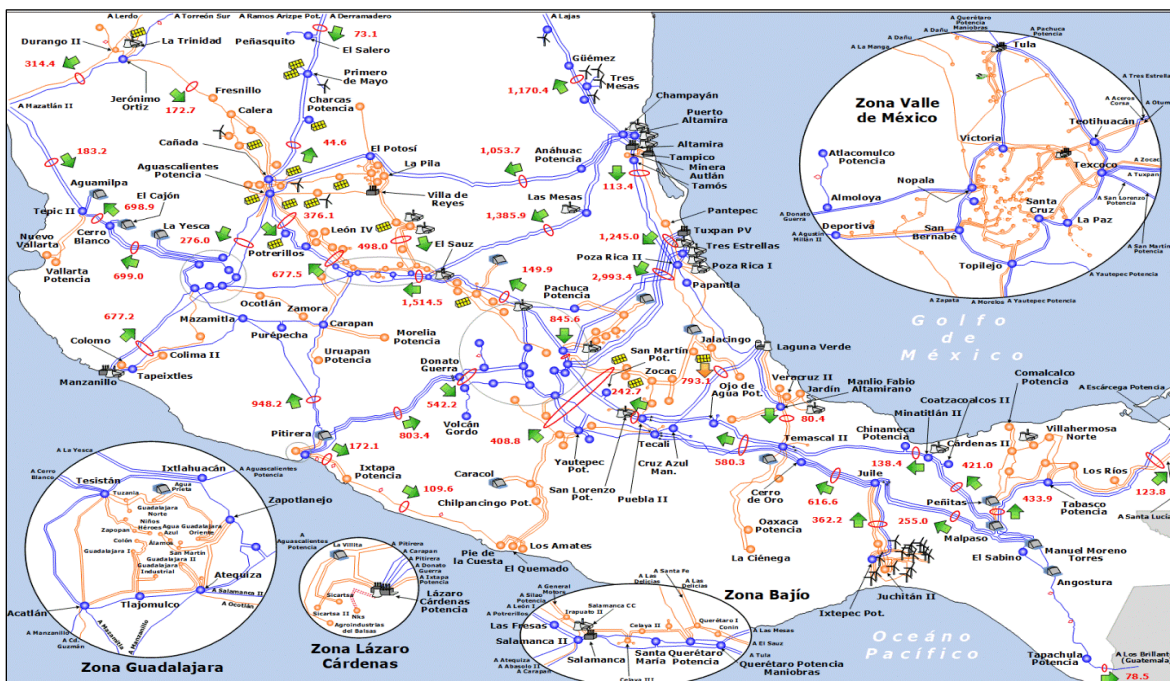
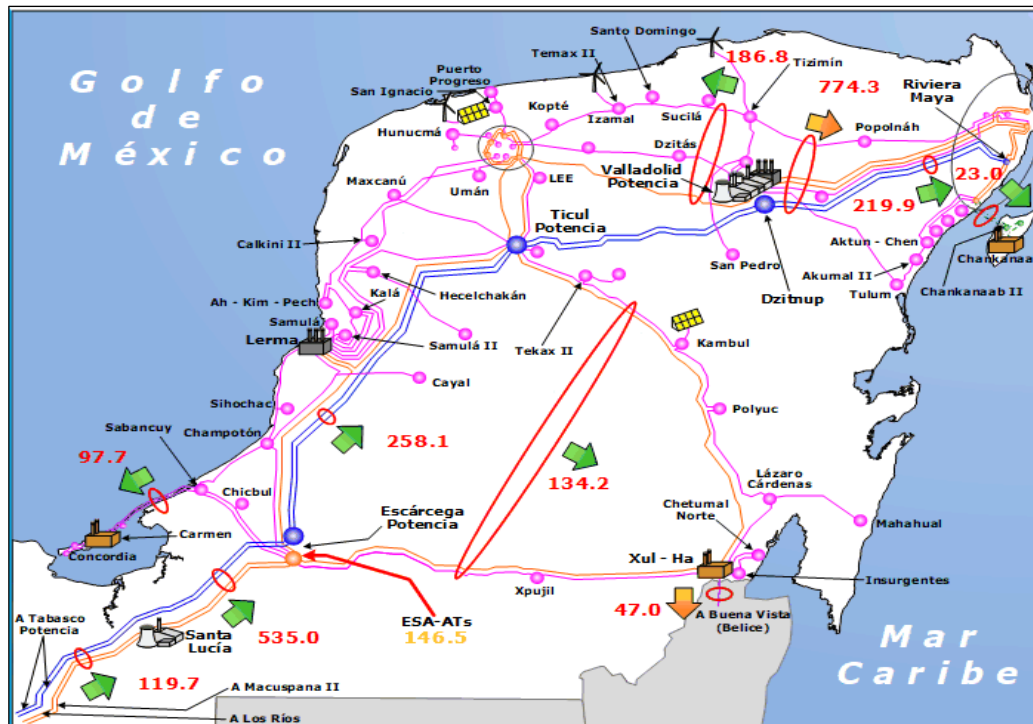


Figura 5.20. Transferencias de potencia el 21 de julio de 2022 a las 17:14 horas en la Península de Yucatán



Principales Corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas en el año 2022, algunos Corredores de transmisión 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 Centrales Eléctricas.

Durante estas condiciones operativas y para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas, se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo.

Los principales Corredores de transmisión con límites alcanzados se controlan para no violar límite:

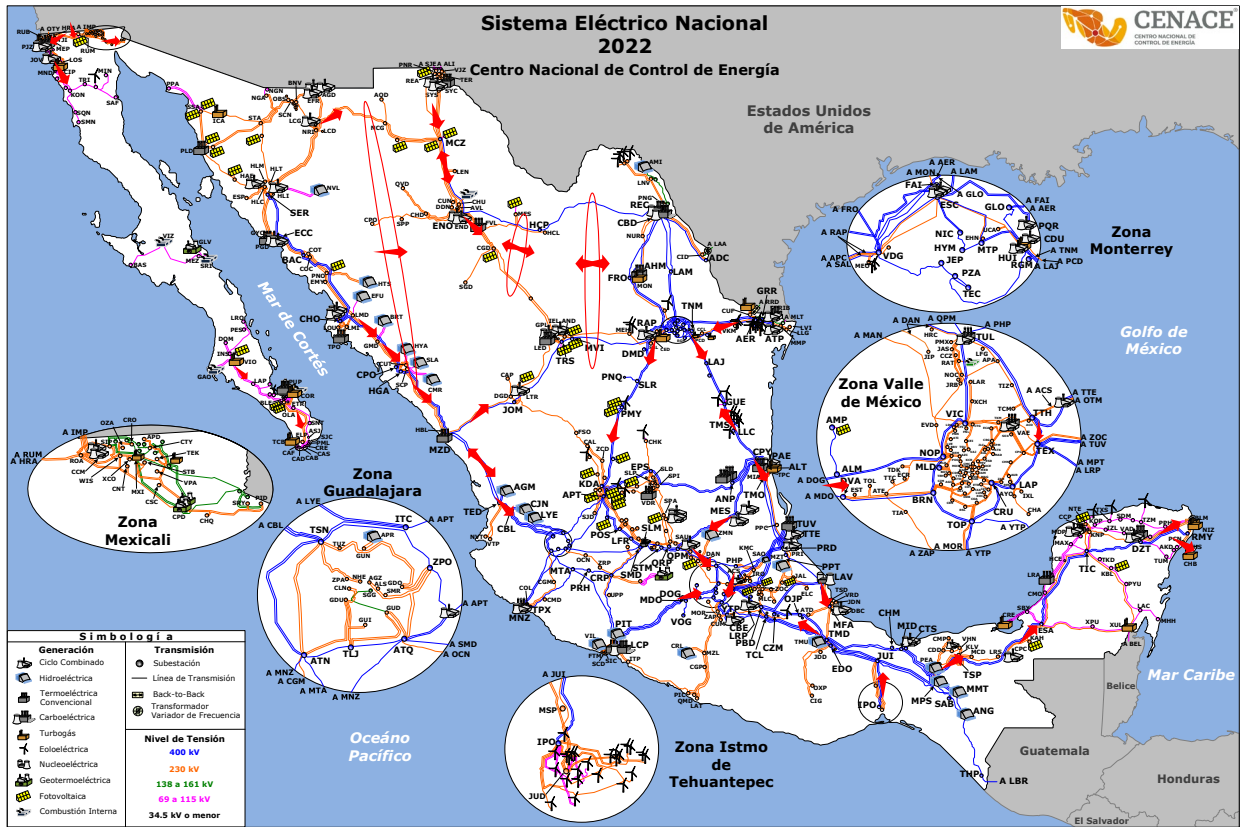
- 2 LT de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
- 2 LT de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes, 2 LT de 230 kV de Subestación Culiacán potencia – El Habal y 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán II
- 1 LT de 400 kV de Choacahui – Culiacán Poniente, 1 LT de 400 kV de Choacahui – La Higuera, 2 LT de 230 kV de Los Mochis Dos – Guamúchil Dos, 1 LT de 115 kV de Los Mochis Industrial – Juan José Ríos y 1 LT de Los Mochis Industrial – Ruíz Cortines.
- 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán II y 2 LT de 230 kV de Culiacán potencia – El Habal.
- 2 LT de 400 kV de Mazatlán II – Tepic II.
- Compuerta de Flujo compuesto por los autotransformadores de Mazatlán II.
- 1 LT de 400 kV de Jerónimo Ortiz – Mazatlán y 1 LT de 230 kV de Durango II – Mazatlán II.

- 1 LT de 400 kV de Moctezuma – Encino, 1 LT de 230 kV Moctezuma – Chihuahua Norte, 1 LT de 230 kV de Moctezuma – Encino y 1 LT de 230 kV Moctezuma – Laguna Encinillas.
- 2 LT de 230 kV de Encino II – Francisco Villa y 1 LT de 230 kV de Ávalos – Francisco Villa.
- 3 LT de 230 kV de Francisco Villa – Camargo II.
- 2 LT de 230 kV de Camargo II – Gómez Palacio y 1 LT de 400 kV entre Encino – Hércules Potencia.
- 1 LT de 400 kV de Hércules Potencia – Rio Escondido, 1 LT de 400 kV de Maniobras Villanueva – Ramos Arizpe y 1 LT de 230 kV de Andaluc a – E lica de Coahuila.
- 1 LT de 400 kV de Presa Grande – Ternium, 1 LT de 400 kV de Aeropuerto – Villa de García, 1 LT de 400 kV de Aeropuerto – Las Glorias y 1 LT de 230 kV de Ventika Maniobras – El Cuchillo.
- 2 LT de 400 kV de Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras.
- 1 LT de 400 kV de Gómez – Tres Mesas y 1 LT de 400 kV de Gómez – Llera de Canales.
- 2 LT de 400 kV de Teotihuacán – Texcoco.
- 2 LT de 400 kV de Altamira – Tam s.
- 2 LT de 400 kV de Tamos – Poza Rica II y 1 LT de 230 kV Minera Autlán – Pantepec.
- Compuerta de Flujo compuesto por los autotransformadores de Manlio Fabio Altamirano.
- 1 LT de 230 kV de Las Delicias – Querétaro I, 1 LT de 230 kV de Las Delicias – Querétaro Potencia y 1 LT de 230 kV Las Delicias – Santa Fe.
- 2 LT de 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras – Tula.
- 1 LT de 400 kV de Donato Guerra – Almoloya, 1 LT de 400 kV de Donato Guerra – Nopala y 1 LT de 400 kV de Donato Guerra – Agustín Mill n II.
- 2 LT de 400 kV Malpaso II – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y 2 LT de 230 kV de Malpaso II – Peñitas.
- 2 LT de 400 kV de Dzitnup – Riviera Maya, 1 LT de 230 kV de Valladolid – Balam, 1 LT de 230 kV de Valladolid – Nizuc, 1 LT de 115 kV de Valladolid – Chemax, 1 LT de 115 kV de Valladolid – Tulum y 1 LT de Tizimín – Popolnah.
- 2 LT de 230 kV de Tijuana I – Otay Mesa, La Rosita – Imperial Valley
- 2 LT de 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.

Para fines ilustrativos, en el diagrama unifilar simplificado de la Figura 5.21 se muestran las Compuertas de Flujo que presentaron saturación por diferentes circunstancias operativas o cercanas a la saturación en el año 2022.

La saturación de las Compuertas de Flujo de transmisión mostrada en la Figura 5.21, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido del flujo de potencia activa del Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso a verano.

Figura 5.21. Corredores de transmisión saturados en el año 2022.



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.

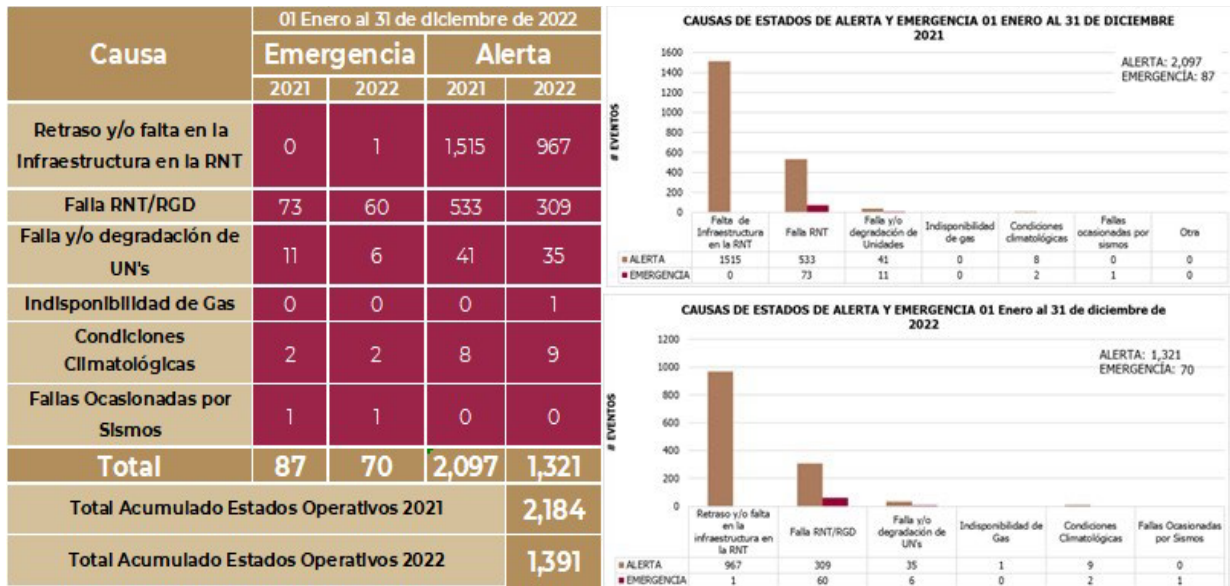
Estadística de los Estados Operativos Alerta y Emergencia

En la Figura 5.22 se muestra las causas de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2021-2022, la falta de infraestructura de la RNT es la que produce el mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la misma Figura, también se muestran las causas de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2021-2022, las fallas en la RNT producen el mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia. Donde se observa que el 2022 el 73.2 % de los Estados Operativos de Alerta son por falta de infraestructura; la entrada en operación de los proyectos propuestos por el CENACE en los PAMRNT, documentados en los PRODESEN e instruidos por la SENER a CFE Transmisión y a CFE Distribución atienden las situaciones reportadas.

Figura 5.22. Estados Operativos de Alerta y Emergencia 2022

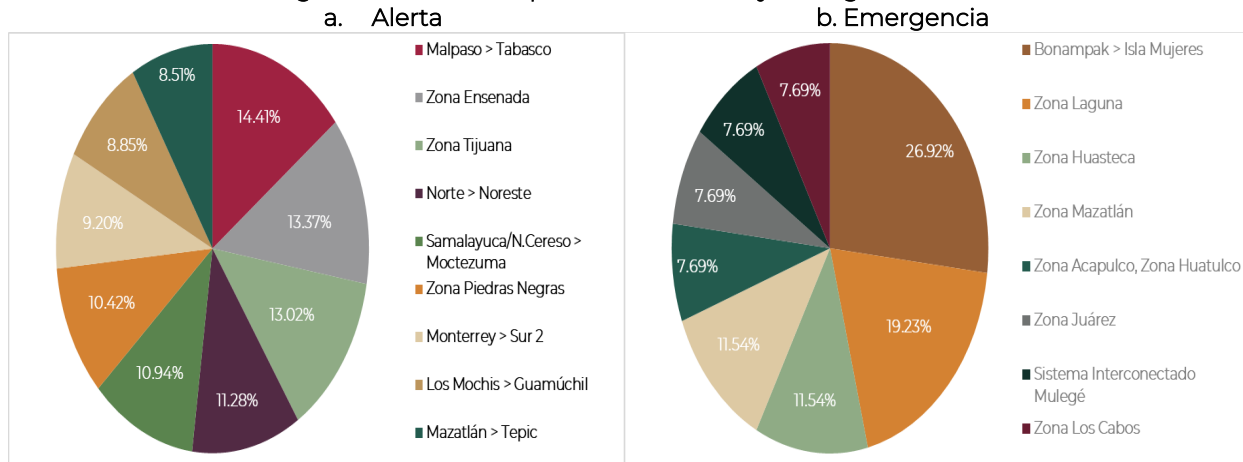
En cumplimiento a lo estipulado en el Código de Red, del 1º de enero al 31 de diciembre de 2021 se realizaron 87 declaratorias de Estados Operativos de Emergencia y 2,097 de Estados Operativos de Alerta.
 En cumplimiento a lo estipulado en el Código de Red, del 1º de enero al 31 de diciembre de 2022 se realizaron 70 declaratorias de Estados Operativos de Emergencia y 1,321 de Estados Operativos de Alerta.



En la Figura 5.23a, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2022, las Zonas Malpaso a Tabasco, Zona Ensenada y Zona Tijuana son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la Figura 5.23b, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2022. Las Zonas Bonampak a Isla Mujeres y Zona Laguna son las que presentaron un mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

Figura 5.23 Estados Operativos de Alerta y Emergencia 2022.



Interrupciones en el suministro de energía eléctrica

En el Cuadro 5.11 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.

De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta ENS asciende a 5.77 millones de dólares (2,600 dólares/MWh).

Cuadro 5.11. Interrupciones en el suministro de energía eléctrica para preservar la Confiabilidad en el SEN en el año 2022.

Evento	Sistema	GCR	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Cantidad de ENS [MWH]	CAUSA
1	SIN	CEL	2/2/2022	15.00	11.86	Revisión por disparo, se reporta incendio sofocado entre estructura número 15-16 sin daño al conductor o aislamiento.
2	SIN	ORI	14/2/2022	9.30	37.45	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
3	SIN	ORI	15/2/2022	7.86	55.99	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
4	SIN	ORI	16/2/2022	12.16	69.05	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
5	SIN	ORI	17/2/2022	12.12	91.00	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
6	SIN	ORI	18/2/2022	8.98	86.19	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
7	SIN	ORI	19/2/2022	11.01	116.61	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
8	SIN	ORI	20/2/2022	0.50	7.06	Pino cae sobre la línea entre claro estructura 46 y 47, estas estructuras las dobla en su cuerpo recto y cruceta. Adicionalmente las torres 48 y 49 se colapsaron. Se levantaron 4 torres nuevas de fibra de vidrio 48, 48A, 48B, y 49 frente frío número 29.
9	SIN	ORI	24/3/2022	19.40	46.41	Afectación de carga.
10	SIN	ORI	26/3/2022	11.10	20.39	LME de CGN B1 de 115 kV para cambio de transformadores de potencia de B1 de 115 kV.
11	SIN	ORI	3/4/2022	5.00	2.30	Afectación de carga por libranza en muerto de LT THP A3T30 ANG para corregir punto caliente de 150 grados centígrados en cuchilla ANG A3T39 Fase A.
12	SIN	ORI	20/5/2022	20.79	24.05	LM para revisión por falla franca, retenida reventada entre estructura número 127 fase B. Se cortó retenida.
13	BCA	BCA	5/6/2022	399.00	688.47	Afectación de carga.
14	SIN	ORI	5/7/2022	5.74	4.13	Afectación de carga.
15	SIN	PEN	3/8/2022	0.84	4.47	Afectación de carga por tiro de carga manual del circuito ILA 4030 debido a sobrecarga de cable BNP 53140 ILA.
16	SIN	PEN	6/8/2022	1.40	3.13	Afectación de carga por sobrecarga de LS BNP 53140 ILA.
17	SIN	ORI	10/10/2022	12.00	396.99	LM por revisión por disparo, se levantó conductor reventado fases A, B y C de la estructura número 49-50, y se levantó conductor reventado fase C de la estructura número 50-51-52.
18	SIN	ORI	24/10/2022	44.34	53.32	Se encontró retenida cortada por vandalismo en estructura 24, lo que provocó daño en la estructura en las fases A y B (estructura ladeada).
19	SIN	ORI	24/10/2022	97.04	122.02	Explosión de boquilla del terciario Y2 en la fase A y contaminación de boquilla Y2 de la fase B.
20	SIN	ORI	24/10/2022	93.02	378.77	Se encontró estructura número 24 colapsada en la fase A.

6

Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica

6. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica

Introducción

La energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas y de conversión económica de la Nación, así como también para la transformación social, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

En este contexto, es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la economía —las telecomunicaciones, el transporte, la industria, la agricultura, los comercios, los servicios, las oficinas y los hogares—, para impulsar el crecimiento y el desarrollo económico del país.

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo Brutos de Energía Eléctrica 2023—2037 que se presenta en este capítulo, detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración del PAMRNT, PAMRGD y PRODESEN.

Como ya se ha mencionado, el sector energético es uno de los principales impulsores de la economía y del desarrollo nacional. En tiempos de crisis, como en la Contingencia Sanitaria iniciada a finales de 2019, con mayor auge en 2020, y con señales de recuperación desde 2021, ha permitido mostrar que el suministro confiable de electricidad es fundamental para el progreso del país.

Los impactos del COVID-19 en el sector eléctrico han ocasionado una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro. Si bien se ha observado recuperación en la demanda y el consumo de energía eléctrica a con respecto a los niveles prepandémicos, otros sectores productivos, como la construcción, continúan en niveles inferiores a los registrados en 2019.

Aunado a lo anterior, los acontecimientos geopolíticos han tenido efectos en los sistemas energéticos mundiales modificando los patrones de la oferta y demanda, alterando las relaciones comerciales y acentuado la escalada inflacionaria.

De esta manera, la caída de la demanda y la energía eléctrica, así como su recuperación paulatina hace necesaria una planeación en donde se deban considerar los efectos adversos provocados por eventos globales de alto impacto socioeconómico como la Contingencia Sanitaria o conflictos internacionales, con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de eficiencia, Confiabilidad, seguridad, Continuidad, Calidad, y sustentabilidad en el SEN.

Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere a la evolución de ciertos

indicadores en un periodo de tiempo como son el Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, la balanza comercial, el PIB per cápita. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de 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 y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aire acondicionado— se dinamiza.

La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional. Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia con más consumo de electricidad.

Estacionalidad. Los factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas, lluvias—, tienden a elevar la demanda de un sistema eléctrico y con ella el consumo de electricidad. En algunas situaciones, los factores climáticos —huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de electricidad.

Precio de combustibles. El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de energía eléctrica, éste a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo y la demanda de energía eléctrica.

Precio de la energía eléctrica. El importe de las tarifas en cada uno de los sectores de consumo influye en forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo, así como, en la demanda de electricidad —tarifas horarias—.

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; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida 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 energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía eléctrica— en los sectores de consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

Generación distribuida. El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala —instalados en un hogar, comercio, o edificio—, pueden impactar el consumo de energía eléctrica y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local.

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 de gases y compuestos de efecto invernadero y otros contaminantes. En un Sistema Eléctrico de Potencia aumenta el consumo y demanda de electricidad por la carga del sistema de almacenamiento de energía eléctrica de los vehículos eléctricos.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuario Calificado participante del Mercado y Autoabastecimiento Remoto. 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.

Proceso de Pronóstico

En la Figura 6.1 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto. Se inicia con el balance de energía eléctrica de las Gerencia(s) de Control Regional (GCR) y Sistemas Interconectados —consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía eléctrica con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas por Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro Calificado de Último Recurso, Usuario Calificado participante del Mercado y Autoabastecimiento Remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria—.

Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles,

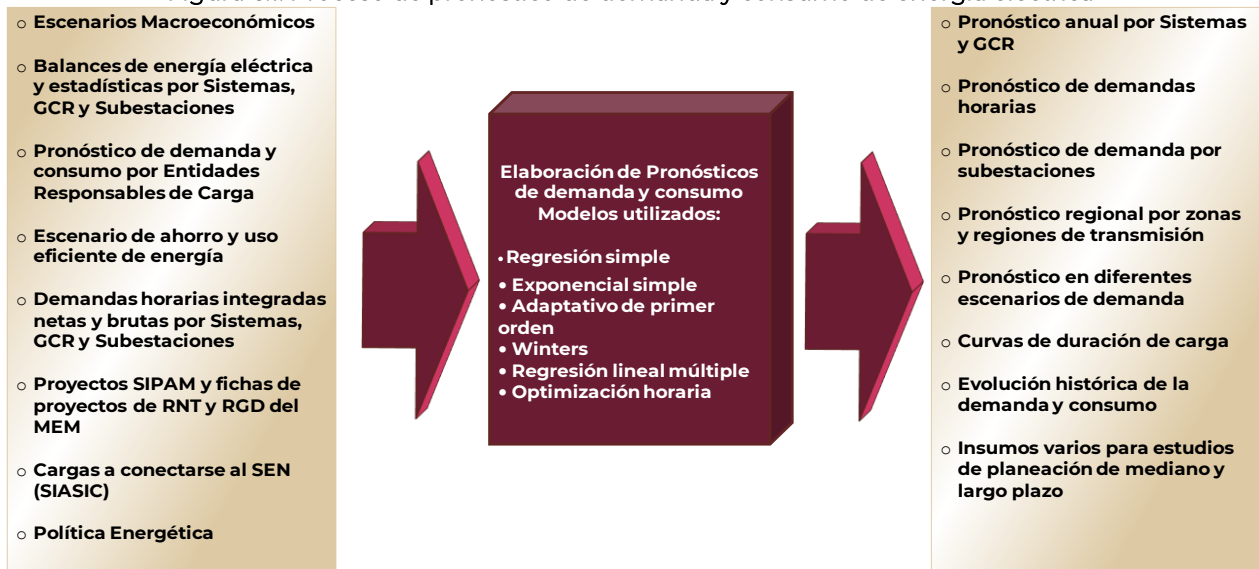
Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

Se elaboran para el consumo final y consumo bruto modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto nacional, incluyendo las políticas energéticas vigentes.

También se lleva a cabo el estudio de la demanda: demandas horarias de las GCR, demandas máximas integradas e instantáneas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual —aplicado a la energía eléctrica bruta regional de las GCR y los factores de carga correspondientes—.

A las estimaciones resultantes de energía eléctrica bruta y demanda máxima integrada por GCR, se incorpora el pronóstico de la Generación Distribuida para tener los escenarios de pronóstico finales.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN)— se refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

Figura 6.1. Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica


Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con la Administración de Información Energética de los Estados Unidos¹³ (EIA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2020 fue de 3,059 kWh por habitante, presentando un decremento del 0.8 % en relación con 2019. En el mismo año, México se ubicó 24.2 % por debajo del promedio mundial con un consumo anual de 2,319 kWh por habitante.

En 2020, el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 24 millones de GWh. Por su parte, México consumió 292,530 GWh.

La intensidad energética mundial para la Industria Eléctrica fue de 697 kJ/2015USD en 2020. Para México fue de 481 kJ/2015USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos electricidad para

generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

Consumo bruto 2022

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía eléctrica de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados participantes del Mercado, Autoabastecimiento Remoto, el neteo entre la exportación e importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores — solo generación CFE—.

En 2022, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 340,613 GWh, lo que significa un incremento de 3.5 % respecto al consumo de 2021. Este incremento es reflejo de la recuperación económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la

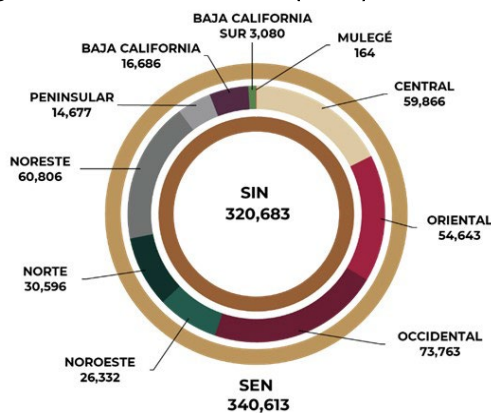
¹³ U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, octubre 2021.

suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

La GCR PEN, el SIBCS y la GCR NES fueron las que presentaron una mayor recuperación con crecimientos de 7.8 %, 5.8 % y 5.0 %, respectivamente. En contraste las GCR y Sistema que presentaron menores crecimientos fueron la GCR NOR, SIM y GCR NTE con tasas de -0.4 %, 2.0 % y 2.6 %, respectivamente.

La Figura 6.2 muestra la distribución de consumo bruto en el SEN por GCR. Se observa que la GCR OCC tiene la mayor participación con 73,763 GWh lo que equivale a 21.7 % del total nacional, seguido del Noreste y Central con 17.9 % y 17.6 %, respectivamente. Los que menor participación presentaron fueron los SIBCS y SIM que en conjunto representan el 1 %.

Figura 6.2. Consumo bruto (GWh) del SEN 2022



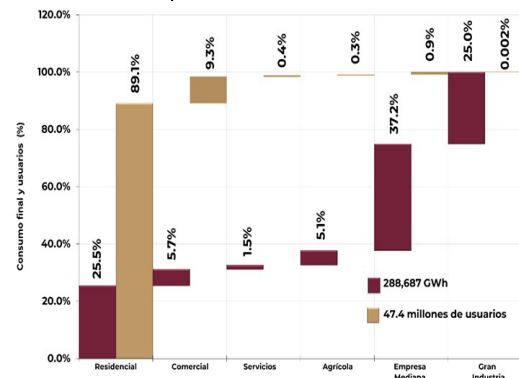
Consumo final y usuarios 2022

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía eléctrica utilizada por los diferentes Usuarios Finales de la industria eléctrica —usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado, de Último Recurso, Usuario Calificado

participante del Mercado y Autoabastecimiento Remoto—. La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Bombeo Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector Comercial (6.1 %) y la Empresa Mediana (6.0 %) presentaron el mayor crecimiento, seguido del sector Agrícola (4.8 %). El consumo final del SEN se ubicó en 288,687 GWh, lo que representó un alza de 4.1 % respecto a 2021. Lo anterior fue posible por la recuperación gradual de actividades económicas.

El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2022 ascendió a 47.4 millones, incrementándose en 1.7¹⁴ % respecto de los 46.7 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Residencial y Empresa Mediana con incrementos de 1.7 % y 2.3 %, respectivamente. En la Figura 6.3 se observa la distribución de Usuarios Finales por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 89.1 % del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 25.5 %—. La Empresa Mediana y la Gran Industria representan en conjunto el 0.9 % de los usuarios —con un consumo final del 62.2 % del total nacional.

Figura 6.3. Consumo final y número de Usuarios Finales por sector del SEN 2022



¹⁴ La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo.

Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita 2022 de la industria eléctrica

La EIA¹⁵ define la Intensidad Energética de un país como la relación entre el consumo de energía eléctrica y el Producto Interno Bruto. Por su parte, la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios¹⁶ establece que: “la intensidad energética primaria es el indicador de eficiencia energética más aceptado internacionalmente para evaluar el progreso de la eficiencia energética en un país. La intensidad energética primaria mide cuánta energía eléctrica requiere cada país o región para generar una unidad de su PIB, por lo que su construcción requiere únicamente relacionar el consumo nacional de energía eléctrica con el PIB en términos constantes”.

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL)¹⁷ 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 eléctrica, condiciones climáticas, tamaño del país y tamaño de la población.

Una mayor 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.

El uso eficiente de la energía eléctrica tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía eléctrica 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 o a través de implementar Normas de Eficiencia Energética, métodos de certificados a equipos eficientes y también a reducción de pérdidas de energía eléctrica I²R en un Sistema Eléctrico.

La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción del desperdicio de energía eléctrica y de los costos de energía eléctrica (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de GEI). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 6.1 se muestran indicadores regionalizados de intensidad energética para la Industria Eléctrica, consumo medio y consumo per cápita. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de energía eléctrica en relación con las características económicas y demográficas de cada GCR.

En cuanto a la intensidad energética del SEN se ubicó en 19.1 Wh/\$. Se observa que las GCR CEL, ORI y PEN poseen indicadores inferiores a los del SEN, en 37.9 %, 5.4 % y 24.2 %, respectivamente. La GCR CEL es la que menor cantidad de energía eléctrica requiere para producir una unidad de riqueza (11.9 Wh/\$). Lo anterior, debido a que en esta GCR predominan las actividades económicas terciarias, las cuales representan el 82.5 % del total del PIB y son menos intensivas en el consumo de electricidad. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen intensidad energética más alta influenciadas por las

¹⁵ U.S. Energy Information Administration. Glossary.

¹⁶ 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, en términos de la Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación, 07 de febrero de 2020.

¹⁷ CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia.

condiciones climáticas extremas y su vocación industrial (las actividades económicas secundarias representan más del 30 % del PIB). Destaca la GCR NTE con un indicador de intensidad energética de 30.3 Wh/\$.

El consumo medio del SEN se ubicó en 7,035 kWh/usuario. Este indicador analiza la relación entre el consumo de electricidad del SEN y el número de usuarios totales. Las GCR ubicadas en el centro y sur del país poseen un consumo medio inferior al nacional debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de clientes (75.3 % del total). Las GCR ubicadas en el norte tienen un consumo medio superior hasta en 77.7 % 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 2,602 kWh/habitante. Este indicador nos dice la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEL y ORI, el consumo per cápita es menor en 31.1 % y 38.4 % con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2 % de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país (79.9 % arriba de la media nacional) ya que concentra el 18.1 % del consumo con sólo el 10.0 % de la población de México.

Cuadro 6.1. Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita por GCR y Sistema 2022

GCR	Intensidad energética (Wh/\$)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo Medio por Usuario del SEN (kWh/usuario)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo per Cápita (kWh/hab)	Variación con respecto al SEN (%)
CEL	11.9	-37.9	5,757	-18.2	1,791	-31.1
ORI	18.1	-5.4	4,435	-37.0	1,604	-38.4
OCC	21.1	10.5	6,334	-10.0	2,678	2.9
NOR	25.3	32.0	11,521	63.8	4,234	62.8
NTE	30.3	58.3	12,505	77.7	4,485	72.4
NES	25.3	32.1	11,799	67.7	4,680	79.9
PEN	14.5	-24.2	6,774	-3.7	2,784	7.0
SIBC	25.8	34.9	9,969	41.7	4,232	62.7
SIBCS	20.2	5.5	8,809	25.2	3,830	47.2
SEN	19.1		7,035		2,602	

Movilidad eléctrica 2022

En los últimos años, se ha desarrollado infraestructura en manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una

alternativa viable y sostenible. Considerando la aplicación de políticas públicas ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como esquemas de incentivos ambientales.

Los esfuerzos se están orientando paulatinamente hacia una movilidad eléctrica. En 2022 se vendieron 52,401 vehículos eléctricos e híbridos, que representaron el 4.8 % del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de

5,322 unidades (11.3 %) con respecto al 2021. Las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 23.2 % (12,145 unidades) y el 13.8 % (7,211

unidades), respectivamente, seguidos por Nuevo León y Jalisco con el 10.5 % (5,492 unidades) y el 9.4 % (4,937 unidades) cada una.

Cuadro 6.2. Comparativo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna.¹⁸

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido de 300 km			Emisiones Generadas kgCO ₂ e
		km/carga	km/l	kWh	l	MJ	
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	278		41		149	17
2	Híbrido Enchufable	60	41	24	5	256	25
3	Híbrido		28		11	356	27
4	Eléctrico Gama Alta	435		56		200	23
5	Híbrido Enchufable Gama Alta	54	42	19	5	238	22
6	Híbrido Gama Alta		29		10	335	26
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		18		17	537	41
2	Combustión Interna Gama Alta		13		23	772	59
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						72 %	58 %
Vehículo Híbrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						52 %	40 %
Vehículo Híbrido vs. Vehículo de Combustión Interna						34 %	34 %
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						74 %	60 %
Vehículo Híbrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						69 %	62 %
Vehículo Híbrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						57 %	57 %

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHE y VH se muestran en el Cuadro 6.2 para un recorrido de 300 km, los ahorros de energía eléctrica van de un 34 % a un 74 %, así como una disminución en las emisiones de tCO₂e generadas que pueden ser del 34 % al 62 % en comparación con un vehículo de combustión interna.

Sector Automotriz

Actualmente en México se encuentran instaladas 37 plantas de ensamble de vehículos, motores y transmisiones de empresas registradas en la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz A.C.

¹⁸ Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.

(AMIA) y que están distribuidas en 12 entidades federativas¹⁹, ver Cuadro 6.3.

Cuadro 6.3. 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

Durante 2022, la producción de autos en México repuntó 9.2 % con respecto al año anterior. Por otra parte, las exportaciones aumentaron 5.9 % mientras que las ventas subieron un 7.9 %.

Los datos registrados en 2022 representan una recuperación del sector después de dos años de caídas de la industria automotriz, derivado de los impactos provocados por la pandemia de COVID-19 y la escasez de insumos.

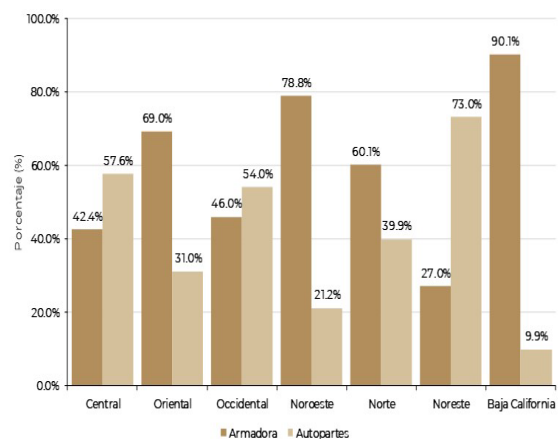
De los usuarios de este sector industrial (empresas armadoras y de autopartes) registrados en alta tensión, la energía eléctrica suministrada durante 2022 representó el 1.6 % del consumo final de electricidad del SEN.

La GCR con mayor participación en el consumo de energía eléctrica de la rama automotriz es la Occidental con 51.3 % seguida por las GCR Central y Oriental con 16.6 % y 13.3 % respectivamente, mientras que el SIBC y las GCR Norte y Noreste presentan las participaciones más bajas, que en conjunto significan el 10.8 %.

En la Figura 6.4 se presenta la distribución del consumo en 2022 dividido en las categorías de armadoras y autopartes que se encuentran distribuidas en los diferentes Sistemas Interconectados y GCR que

conforman el SEN. Se observa que en el SIBC la participación de las armadoras es la más alta registrada con un 90.1 %, mientras que para el caso de la categoría de autopartes es en la GCR Noreste donde cuenta con un mayor porcentaje, alcanzando el 73.0 % de la energía eléctrica demanda por el sector en esa región de la República Mexicana.

Figura 6.4. Distribución del consumo de energía eléctrica del Sector Automotriz en Alta Tensión por categoría, 2022.



Los cambios de paradigmas actuales como 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

¹⁹https://www.amia.com.mx/about/plantas_ensamble/

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.

Es de especial importancia la transformación del sector automotriz, ya que es una de las industrias con mayor crecimiento y dinamismo a nivel mundial. Actualmente en México está creciendo el uso de unidades vehiculares eléctricas e híbridas. A noviembre de 2022 se registraron ventas por 45,249²⁰ unidades con este tipo de tecnología, lo que representó un crecimiento en el mismo periodo del 5.3 % con respecto al año anterior.

En lo referente a la electromovilidad en el transporte público, la CDMX liderea en el país con su sistema de trolebuses²¹, Cablebús, así como los autobuses eléctricos que operan en el Metrobús, el Sistema de Transporte Colectivo Metro²² y el Tren Suburbano²³. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey²⁴ y

Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano²⁵.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 518 GWh al año, lo que equivale al 0.2 % del consumo bruto del SEN en 2022.

Demanda máxima bruta 2022

En cuanto a la demanda máxima bruta 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 2022, la demanda máxima bruta integrada del SIN registró un valor de 47,453 MWh/h el 21 de julio a las 17 horas, lo que equivale a un incremento de 3.9 % respecto a los 45,653 MWh/h de 2021.

En el Cuadro 6.4 se presentan las demandas máximas brutas integradas de los Sistemas: SIN, SIBC, SIBCS, SIM y de las GCR, así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

²⁰

<https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavl/#Tabulados>

²¹ www.ste.cdmx.gob.mx

²² STC Metro, 2022.

²³ Suburbano. La vía rápida al bienestar.

²⁴ Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2022.

²⁵ SITEUR, 2022.

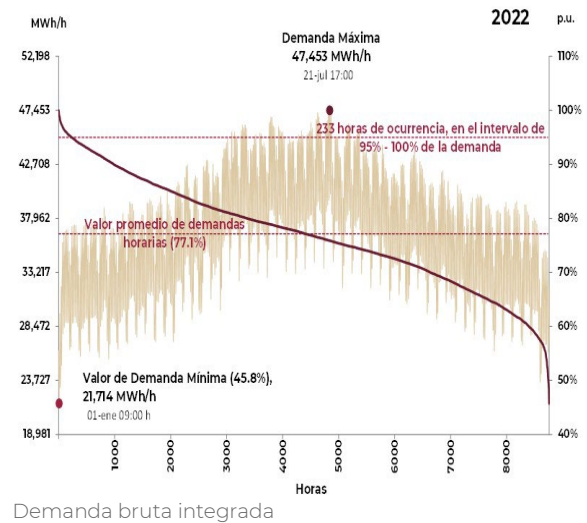
Cuadro 6.4. Distribución de la demanda máxima bruta integrada y coincidentes con el SIN y SEN 2022

Sistemas	Demandas Máximas ^{1/}		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h ^{2/}
SEN ^{2/}	51,108			
SIN	47,453	3.9		
SIBCN	3,361	4.5		3,048
SIBCS	596	6.4		579
SIM	32	0.0		29
Gerencias de Control Regional				
CEL	8,466	0.2	7,812	7,812
ORI	8,203	4.3	7,250	7,250
OCC	10,537	2.4	9,673	9,673
NOR	5,342	0.0	5,288	5,288
NTE	5,343	6.0	5,281	5,281
NES	10,237	5.8	9,993	9,993
PEN	2,372	7.3	2,157	2,157

^{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 2022 son las siguientes: se concentran 233 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 45.8 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.1 % — 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 6.5. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

Figura 6.5. Curva de duración de carga del SIN 2022


Desempeño de la demanda por Sistemas y GCR

Por GCR, la demanda presenta un patrón estacional muy característico. Las GCR ubicadas al norte, por ejemplo, suelen mostrar crecimientos importantes en la demanda durante los meses de verano, mientras que, la GCR Central tiene un comportamiento similar durante todos los meses del año. A continuación, se describe el comportamiento anual de la demanda para las siete GCR y tres Sistemas Aislados que conforman el SEN.

GCR Central

La GCR CEL está constituida por tres regiones:

- Valle de México Norte.
- Valle de México Centro.
- Valle de México Sur.

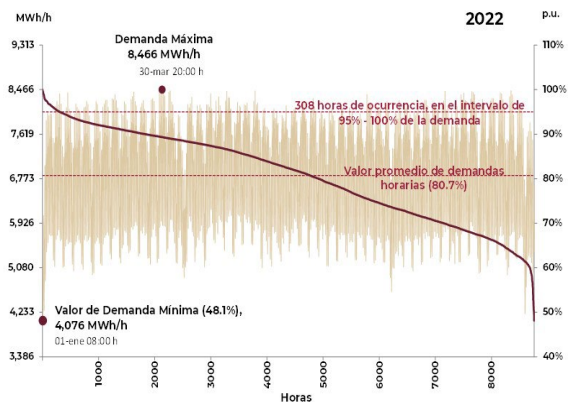
La región Valle de México Norte, tiene como áreas de influencia geográfica el norte de la Ciudad de México y el Estado de México, el sur del Estado de Hidalgo y un fragmento del noroeste de Puebla.

La región Valle de México Centro, territorialmente incluye el área central de la Ciudad de México y una fracción de la parte este del Estado de México.

La región Valle de México Sur, geográficamente comprende el segmento sur del Ciudad de México y el Estado de México, una fracción del estado de Guerrero, Morelos, así como el estado de Michoacán con la localidad de Lázaro Cárdenas.

En la Figura 6.6 se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR CEL durante 2022. Concentra 308 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 48.1 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 80.7 % — factor de carga—. La demanda máxima bruta integrada se registró el 30 de marzo a las 20 horas (8,466 MWh/h) mientras que, la mínima bruta el día 01 de enero a las 08 horas (4,076MWh/h).

Figura 6.6. Curva de duración de carga de la GCR CEL 2022



Demanda bruta integrada

GCR Oriental

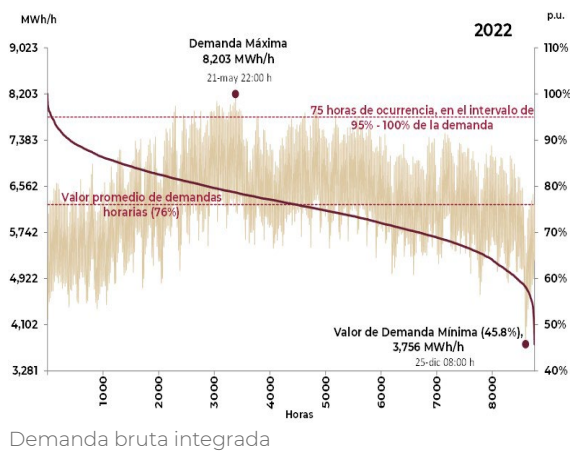
La GCR ORI se encuentra integrada por 4 regiones que abarcan las entidades federativas de Veracruz, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, Morelos, Guerrero, Oaxaca, Tabasco y Chiapas.

Las regiones que conforman la GCR ORI son las siguientes:

- Oriental – Oriente.
- Oriental – Centro Sur.
- Oriental – Centro Oriente.
- Oriental – Sureste.

En la Figura 6.7 se muestra el comportamiento de la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR ORI durante 2022. Concentra 75 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 45.8 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76 % —factor de carga—. La demanda máxima bruta integrada se registró el 21 de mayo a las 22 horas (8,203 MWh/h) mientras que, la mínima bruta integrada el día 25 de diciembre a las 08 horas (3,756 MWh/h).

Figura 6.7. Curva de duración de carga de la GCR ORI 2022



Demanda bruta integrada

GCR Occidental

La GCR OCC está constituida por tres regiones:

- Jalisco.
- Bajío.
- Centro Occidente.

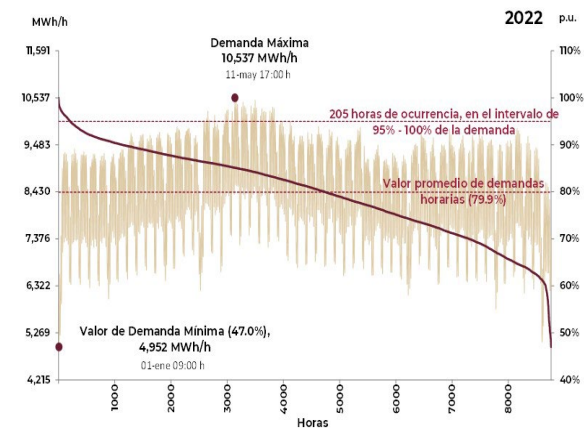
La región Jalisco tiene como áreas de influencia geográfica los estados de Nayarit y Jalisco.

La región Bajío territorialmente incluye los estados de Zacatecas, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro y una parte de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo.

La región Centro Occidente, geográficamente comprende los estados Michoacán y Colima.

Como puede observarse en la Figura 6.8 que muestra la curva de duración de carga de la GCR OCC, durante 2022 fueron 205 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 10,537 MWh/h el 11 de mayo a las 17 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 4,952 MWh/h el 01 de enero a las 09 horas y representó el 47.0 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 79.9 %.

Figura 6.8. Curva de duración de carga de la GCR OCC 2022



Demanda bruta integrada

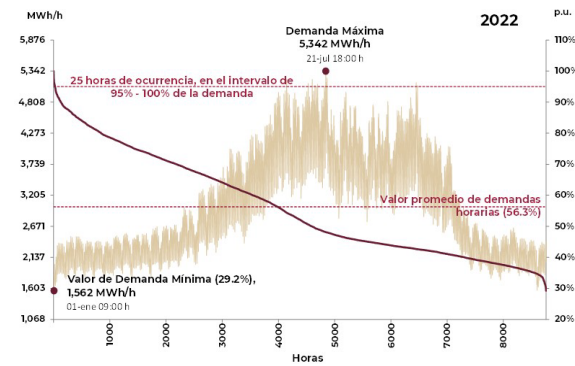
GCR Noroeste

La GCR NOR está integrada por los estados de Sonora y Sinaloa ubicados al noroeste del país.

Como puede observarse en la Figura 6.9 que muestra la curva de duración de carga de la GCR NOR, durante 2022 fueron 25 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 5,342 MWh/h el 21 de julio a las 18 horas, mientras

que, la mínima bruta integrada fue de 1,562 MWh/h el 01 de enero a las 09 horas y representó el 29.2 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 56.3 %.

Figura 6.9. Curva de duración de carga de la GCR NOR 2022



Demanda bruta integrada

GCR Norte

La GCR NTE está constituida por cinco Zonas de Operación de Transmisión (ZOT) las cuales son:

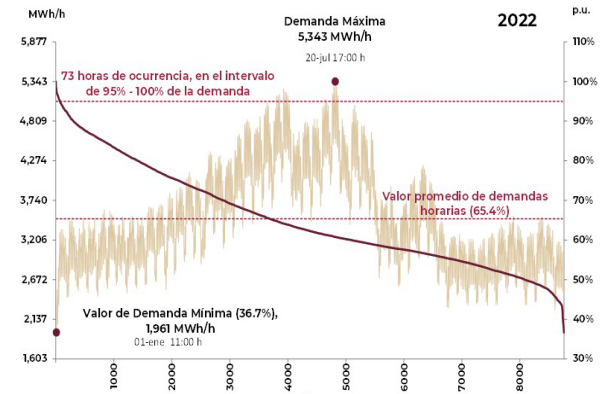
- Juárez.
- Chihuahua.
- Camargo.
- La Laguna.
- Durango.

Las ZOT antes mencionadas influyen geográficamente en los estados de Chihuahua, Durango, y una parte de Coahuila y Zacatecas.

En la curva de duración de carga de la GCR NTE, durante 2022 fueron 73 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 5,343 MWh/h el 20 de julio a las 17 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 1,961 MWh/h el 01 de enero a las 11 horas y representó el

36.7 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 65.4 %. Lo anterior puede observarse en la Figura 6.10 que se muestra a continuación.

Figura 6.10. Curva de duración de carga de la GCR NTE 2022

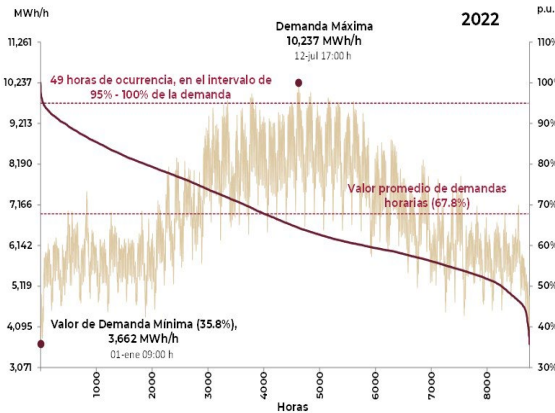


Demanda bruta integrada

GCR Noreste

La GCR NES geográficamente atiende los estados de Nuevo León y Tamaulipas; también abarcando parte de Coahuila, San Luis Potosí, Zacatecas y la parte norte de Veracruz.

En la curva de duración de carga de la GCR NES, durante 2022 fueron 49 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 10,237 MWh/h el 12 de julio a las 17 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 3,662 MWh/h el 01 de enero a las 09 horas y representó el 35.8 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 67.8 %. Lo anterior puede observarse en la Figura 6.11 que se muestra a continuación.

Figura 6.11. Curva de duración de carga de la GCR NES 2022


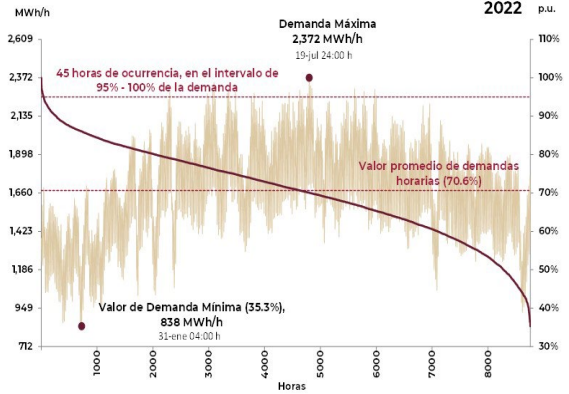
Demanda bruta integrada

GCR Peninsular

La GCR PEN atiende a tres entidades federativas.

- Campeche.
- Quintana Roo.
- Yucatán.

En la Figura 6.12 se muestra la curva de duración de carga de la GCR PEN. Durante 2022 fueron 45 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 2,372 MWh/h el 19 de julio a las 24 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 838 MWh/h el 31 de enero a las 04 horas y representó el 35.3 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 70.6 %

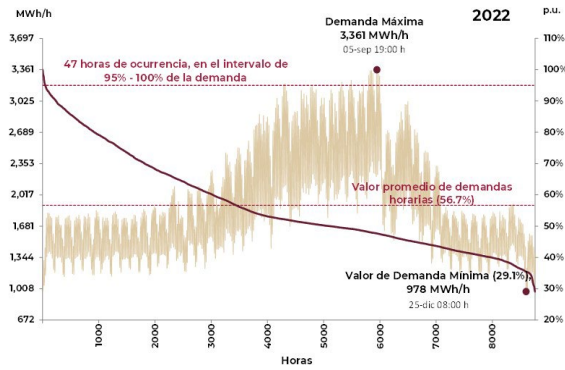
Figura 6.12. Curva de duración de carga de la GCR PEN 2022


Demanda bruta integrada

Sistema Interconectado Baja California

El SIBC está eléctricamente aislado del SIN y del SIBCS, sin embargo, se encuentra interconectado con el sistema eléctrico de California, EE. UU. Geográficamente se encuentra en el extremo noroeste del país y su cobertura eléctrica es la del estado de Baja California.

En la Figura 6.13 se muestra la curva de duración de carga del SIBC. Durante 2022 fueron 47 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 3,361 MWh/h el 05 de septiembre a las 19 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 978 MWh/h el 25 de diciembre a las 08 horas y representó el 29.1 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 56.7 %.

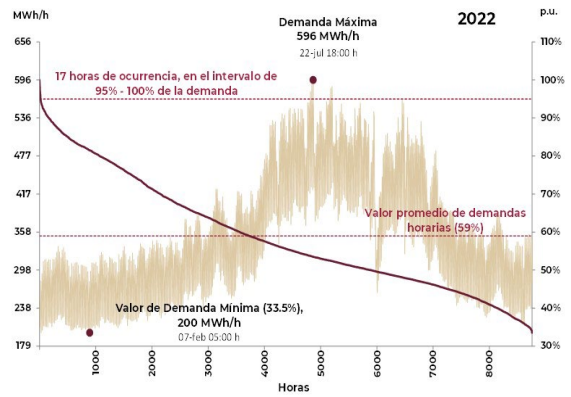
Figura 6.13. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado SIBC 2022


Demanda bruta integrada

Sistema Interconectado Baja California Sur

El SIBCS está aislado eléctricamente de Baja California y del Sistema Eléctrico Nacional y atiende a las localidades de la Paz y Los Cabos del estado de Baja California Sur.

En la Figura 6.14 se muestra la curva de duración de carga del SIBCS. Durante 2022 fueron 17 horas las que concentraron el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 596 MWh/h el 22 de julio a las 18 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 200 MWh/h el 07 de febrero a las 05 horas y representó el 33.5 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 59.0 %.

Figura 6.14. Curva de duración de carga del Sistema SIBCS 2022


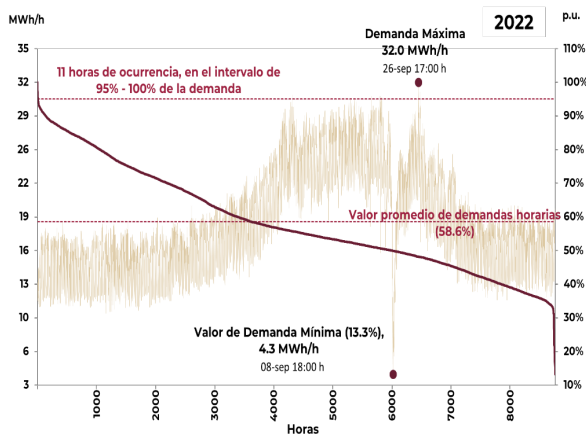
Demanda bruta integrada

Sistema Interconectado Mulegé

El SIM está eléctricamente aislado de los SIBCS, SIBC y SIN. Está integrado por las zonas Santa Rosalía y Guerrero Negro, ambas ubicadas en el estado de Baja California Sur.

En la Figura 6.15, se muestra la curva de duración de carga del SIM. Durante 2022 fueron 11 horas la que concentró el intervalo 95 % — 100 % de la demanda máxima. La demanda máxima bruta integrada alcanzó 32 MWh/h el 26 de septiembre a las 17 horas, mientras que, la mínima bruta integrada fue de 4.3 MWh/h el 08 de septiembre a las 18 horas y representó el 13.3 % con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 58.6 %.

Figura 6.15. Curva de duración de carga del SIM 2022



Demanda bruta integrada

Generación Distribuida 2022

La generación distribuida (GD)²⁶ se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades menor a 500 kW para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores Residencial y Comercial, es decir, en circuitos de baja tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y la irradiación solar.

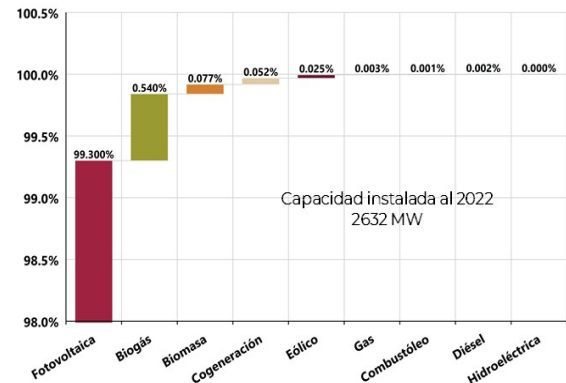
De acuerdo con la información de la CFE²⁷, la capacidad instalada se conforma de 90.6 % de GD y 9.4 % de contratos de pequeña y mediana escala, esta clasificación es por el tipo de contrato de interconexión. Del total de contratos reportados el 91.2 % representa la GD y el 8.8 % es de contratos de pequeña y mediana escala. Los estados con mayor número de contratos son: Jalisco (54,944), Nuevo León (33,171), Chihuahua (24,705), Guanajuato (15,712), Michoacán (15,589) y Ciudad de México (14,370) mismos que concentran el 51.9 % del total.

²⁶ Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, **Generación Distribuida:** 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 Central Eléctrica que se encuentra

Los primeros sistemas de GD registrados en enero de 2007 en los circuitos eléctricos de distribución fueron sistemas fotovoltaicos con capacidad instalada de 1 kW. A partir del primer sistema de GD en operación, actualmente se diversificaron las tecnologías, como se muestra en la Figura 6.16 la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnología de GD a 2022.

Debido a que la GD-FV ocupa más del 99.3 % de la capacidad instalada, se describirá a partir de ello.

Figura 6.16. Capacidad instalada acumulada de GD por tipo de tecnología al 2022



La aportación de la GD-FV al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas del SEN — se evitan emisiones de CO₂e, al medio ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD —

interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. DOF 11 de agosto de 2014

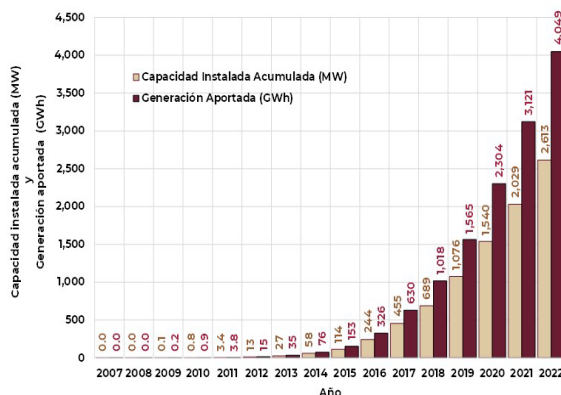
²⁷ Portal SIRESI-GD CFE-Distribución.

se evitan pérdidas por efecto Joule I^2R en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2022 el 99.3 % de capacidad instalada de GD es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registro de más de 334 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 2,613 MW en el SEN.

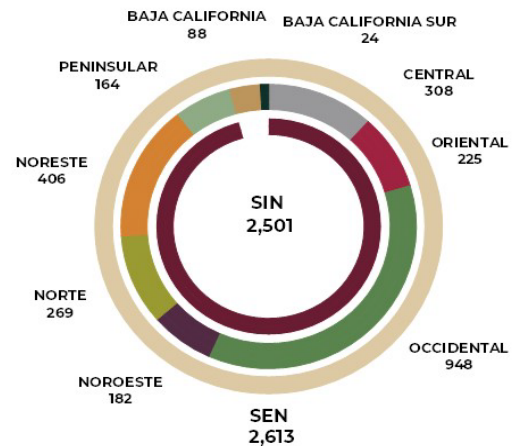
En la Figura 6.17 se muestra la evolución histórica 2007—2022 de la GD-FV, durante el 2022 fue instalada una capacidad de 584 MW que se estima generaron 556 GWh, en la Figura 6.18 se presenta la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo al GCR OCC la que mayor concentración tiene con 36.3 % y con menor porcentaje el SIBC y SIBCS con 3.4 % y 0.9 %, respectivamente.

Figura 6.17. Evolución capacidad instalada y generación aportada por los sistemas fotovoltaicos 2007-2022



Nota: En 2023 se actualizaron los valores 2021-2022.

Figura 6.18. Capacidad Instalada (MW) acumulada de Generación Distribuida fotovoltaica del SIN y SEN 2022



Energías Renovables

El despliegue a nivel mundial de energías eléctricas renovables ha aumentado exponencialmente, debido al creciente nerviosismo sobre el cambio climático, la seguridad energética, los altos precios de los combustibles fósiles y electricidad. También los eventos en Europa provocaron que se evalúen cada vez más los beneficios de las energías renovables.

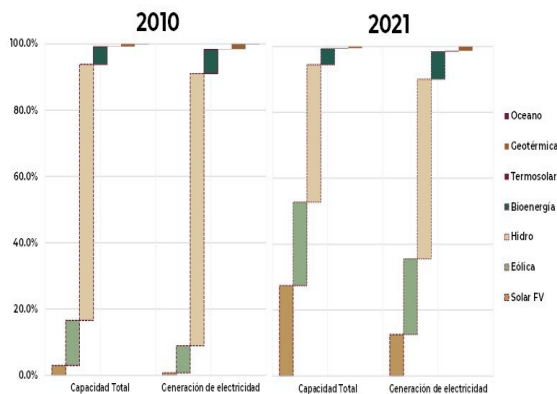
En la gran mayoría de países del mundo, la energía eléctrica solar fotovoltaica ha sido la opción menos costosa para agregar nueva capacidad de electricidad, especialmente ante el creciente precio del gas natural y el carbón. La energía eléctrica solar fotovoltaica ha representado la mayor tasa media de crecimiento anual (TMCA) entre las energías renovables en todo el mundo con un 41 % de generación de energía eléctrica (TWh) del 2010—2021 ver Figura 6.19.

La energía eléctrica hidroeléctrica también proporciona flexibilidad y soporte confiable para los sistemas de energía eléctrica. Por otra parte, existe una creciente proporción

de fuentes de energía eléctrica renovables como la eólica y la termo Solar.

Como se observa en la Figura 6.19, en 2010, la producción de energía eléctrica más alta fue con tecnología hidroeléctrica, pero aún, en 2021 aunque bajó el porcentaje de participación con respecto al 2010 sigue siendo la tecnología dominante para generar energía eléctrica, con una participación de 54.5 %. La capacidad instalada de la energía eléctrica eólica ganó participación al pasar de 13.6 % en 2010 a 25.3 % en 2021, asimismo lo hizo la solar fotovoltaica que en 2010 tenía una participación de 3.0 % y en 2021 alcanzó 27.4 %.

Figura 6.19. Distribución de capacidad y generación mundial de electricidad por tecnologías renovables 2010 y 2021

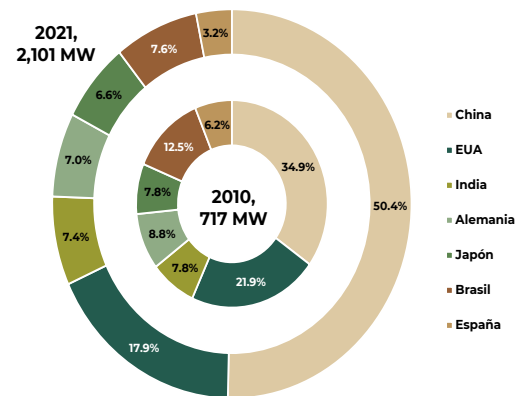


Según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés)²⁸, siete de los diez países que dominan la expansión de las energías eléctricas renovables son: China, EUA, India, Alemania, Japón, Brasil y España. Países seleccionados que se describirán en esta sección.

Como se observa en la Figura 6.20 el segundo mercado de electricidad con

energías eléctricas renovables después de China fue EUA con un 21.9 % en 2010, predominando hasta el 2021 como los dos países con mayor proporción de energías eléctricas renovables, China con el 50.4 % y EUA con el 17.9 %.

Figura 6.20. Participación de países principales en capacidad renovable 2010 y 2021



Los cambios significativos que están experimentando los sistemas eléctricos en diferentes países en el mundo con las energías eléctricas renovables debido al objetivo de descarbonizar, contribuir en la reducción de GEI y despliegue de generación distribuida (disponibilidad energía eléctrica renovable de bajo costo) comparado con las tarifas eléctricas por los suministradores a nivel mundial, han evolucionado en la implementación de tecnologías de energía eléctrica renovable.

Características destacadas de los siete principales países con capacidad renovable:

1. En 2021 China y EUA son los países con mayor participación de capacidad instalada con tecnología Solar FV.
2. Los países con la mayor TMCA de capacidad instalada para la generación de electricidad con

²⁸ „ 2021 analysis and forecast to 2021, IEA 2022

tecnología Eólica del 2010-2021 fueron Brasil y China, caso contrario, España y Japón donde este tipo de tecnología tiene una representación mínima.

3. El mayor reclamo de capacidad instalada con tecnología hidroeléctrica en el período 2010-2021, es para China, Brasil y EUA.
4. Los países aquí presentados, que cuentan con oferta de capacidad instalada de tecnología Geotérmica son: China, EUA, Alemania y Japón.
5. La capacidad instalada de la tecnología renovable con Bioenergía eléctrica presenta a China y la India con la TMCA más significativa del 2010-2021. En lo que respecta a la mayor aportación de utilización con esta tecnología corresponde a los países de China y Brasil.

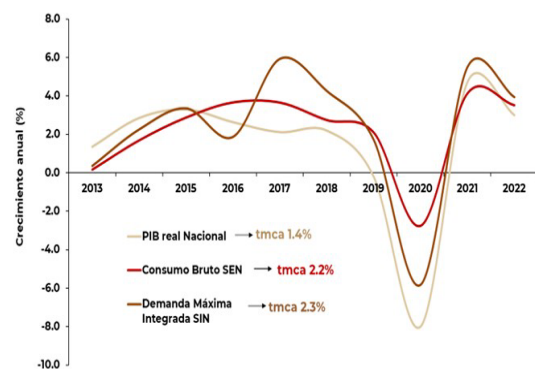
Entorno Económico 2022

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2022. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.1 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 10.5 %, 500 puntos base mayor en comparación con el año anterior. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 89.5 dólares por barril, en comparación con los 64.7 dólares por barril del 2021²⁹; la inflación se ubicó en 7.8 %³⁰, 0.4 puntos porcentuales mayor con respecto al cierre de 2021.

De forma global la economía creció en 3.1 %, respecto a 2022, con mayor crecimiento en

el tercer trimestre (4.4 %). Por actividades económicas, las terciarias avanzaron 2.8 %, las secundarias 3.3 % y las actividades primarias lo hicieron en 2.8 %³¹. La industria eléctrica en su consumo bruto también registró un incremento de 3.5 % en comparación con 2021. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 6.21 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

Figura 6.21. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2013 – 2022



Demanda global de energía eléctrica 2022

En 2022, los conflictos geopolíticos, los altos precios de la energía eléctrica, las interrupciones en las cadenas de suministro y la alta inflación afectaron las previsiones de crecimiento en la demanda mundial de electricidad. El alza en los precios de las materias primas, como el gas natural y el carbón que son empleados para generar energía eléctrica, aumentaron los costos de generación repercutiendo en una escalada de precios que contuvo el crecimiento de la demanda. La demanda mundial de electricidad en 2022 aumentó casi 2 %,

²⁹ Banco de México. 1) *Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A.*, para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, FIX. 2) Tasa Objetivo. 3) Precio del petróleo: Mezcla mexicana.

³⁰ INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

³¹ INEGI. Producto Interno Bruto. Cuarto trimestre 2022.

bastante menos comparado con el 6 % registrado en 2021. La creciente electrificación del transporte y el incremento en las ventas de sistemas de calefacción contribuyeron a este porcentaje. Mientras que India experimentó una tasa de crecimiento en la demanda de 8.4 % en 2022 impulsada por una fuerte recuperación económica postpandemia, Estados Unidos y China crecieron 2.6 %, aproximadamente. En la Unión Europea la demanda cayó 3.5 %.

La desaceleración económica se reflejó, principalmente, en un débil crecimiento de la demanda industrial. El consumo de electricidad en los sectores residencial e industrial se vio seriamente afectado por los altos precios y la política de cero COVID impuesta en algunos países.

La crisis energética también provocó que varias economías voltearan nuevamente su interés hacia la energía eléctrica nuclear. Se prevé que más de la mitad del crecimiento de la generación nuclear mundial para 2025 provenga de solo cuatro países: China, India, Japón y Corea. Asimismo, la crisis ocasionó un aumento de 1.3 % en las emisiones de CO₂ provenientes de la Unión Europea, Asia Pacífico y Eurasia. Se espera que este revés sea temporal y que las emisiones provenientes de la generación de energía eléctrica se reduzcan 10.0 % en promedio anual hasta 2025.

La IEA en su Informe del Mercado Eléctrico estima que, la demanda mundial de electricidad se encamina a crecer 2.6 % en 2023 a un promedio de 3.2 % en el periodo 2024-2025. Más de la mitad del aumento provendrá de China. El crecimiento restante tendrá lugar en gran medida en la India y el sudeste asiático. Para 2025, por primera vez en la historia, Asia representará la mitad del

consumo mundial de energía eléctrica y un tercio de la electricidad mundial será consumido en China. Por otro lado, el Fondo Monetario Internacional³² calcula que el PIB mundial crezca 3.4 % en 2022 y prevé 2.8 % en 2023 y 3.0 % en 2024.

Durante 2022, las energías eléctricas renovables crecieron a una tasa de 5.7 %, constituyendo casi el 30 % de la matriz energética mundial. Las previsiones 2023-2025 consideran que este tipo de energías eléctricas crecerá a una tasa media anual de 9 % hasta constituir un tercio de la matriz para 2025³³.

Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2022

En el año 2022, el panorama económico se caracterizó por altas tasas de inflación. Aunque existe demanda, la oferta no ha sido capaz de satisfacerla completamente o lo ha hecho con demora. Adicionalmente, el conflicto en Europa del Este provocó incertidumbre sobre el futuro del suministro de los combustibles fósiles y conllevó una escalada de precios en los energéticos. Las relaciones entre Estados Unidos y China también han tensado el panorama geopolítico.

Como consecuencia, se revisaron a la baja las previsiones del crecimiento económico mundial en comparación con lo pronosticado a inicios del año afectando el consumo eléctrico de las naciones.

Si bien durante 2021 la economía mundial mostró signos de recuperación lo cual se vio reflejado en el consumo eléctrico, los acontecimientos geopolíticos suscitados en 2022 desencadenaron una crisis energética que afectó, principalmente a los países

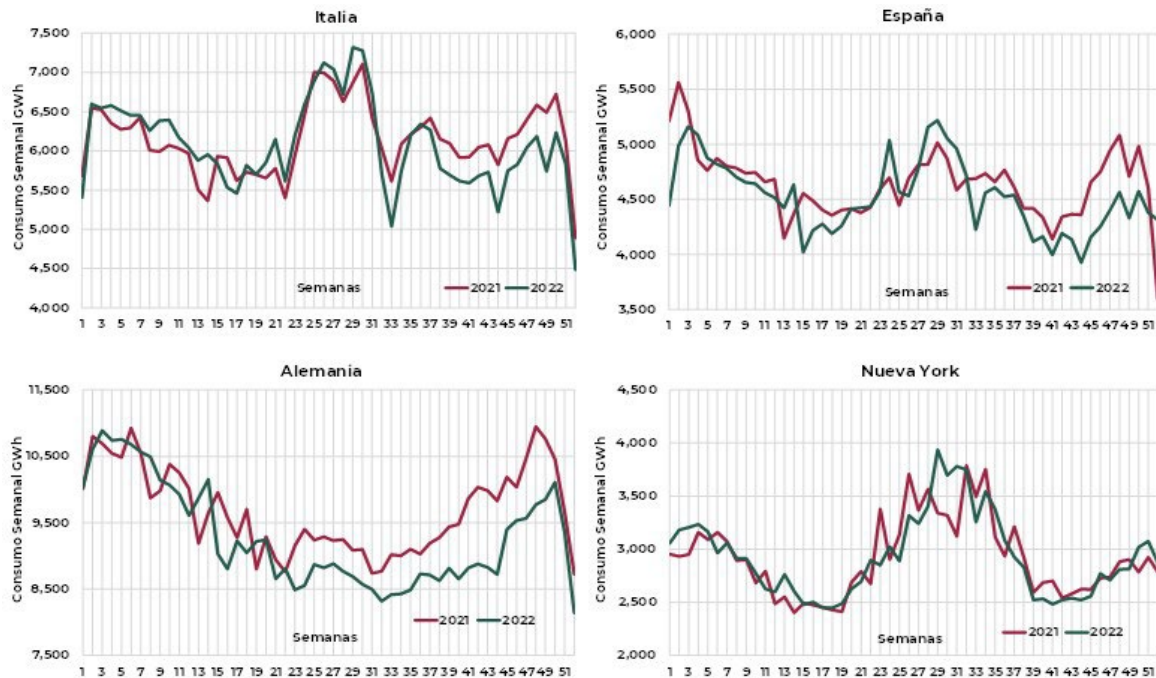
³² International Monetary Fund, World Economic Outlook, abril 2023.

³³ International Energy Agency, Electricity Market Report, febrero 2023.

Europeos. De acuerdo con información de los operadores de la Red de Italia, España y Alemania, el consumo eléctrico en dichas naciones disminuyó 1.0 %, 2.4 % y 4.1 %, respectivamente, comparado con el mismo

periodo de 2021. En cambio, en la ciudad de Nueva York, el consumo creció 0.5 %³⁴ con respecto al año anterior, como se aprecia en la Figura 6.22.

Figura 6.22. Panorama internacional: recuperación en el consumo (GWh) semanal



De acuerdo con reportes de la CFE en 2022, las ventas de energía eléctrica de los sectores residencial y servicios crecieron 1.6 % y 1.1 %, respectivamente, en comparación con 2021. Sin embargo, la recuperación económica postpandemia fue más evidente en el resto de los sectores. El consumo de energía eléctrica en las empresas medianas creció a una tasa anual de 4.1 %, mientras que, el sector comercial lo hizo un 6.4 % y la gran industria 7.8 %, todos con respecto al año anterior.

Si bien la sequía afectó, principalmente, las costas del Pacífico y el noroeste, norte,

noreste y la porción central de México (56.1 % del territorio nacional), dicho porcentaje se redujo a 8.2 % a mediados de noviembre de 2022, incrementando el nivel de almacenamiento de las presas e impactando de manera favorable al riego agrícola³⁵, cuyo consumo creció 4.8 % con respecto a 2021. La GCR NES fue la que registró el crecimiento más importante en este sector con 15.3 %.

En la Figura 6.23 se puede observar comportamiento de la demanda del Sector Industrial metalmeccánico en México, el cual se caracteriza por presentar un patrón anual

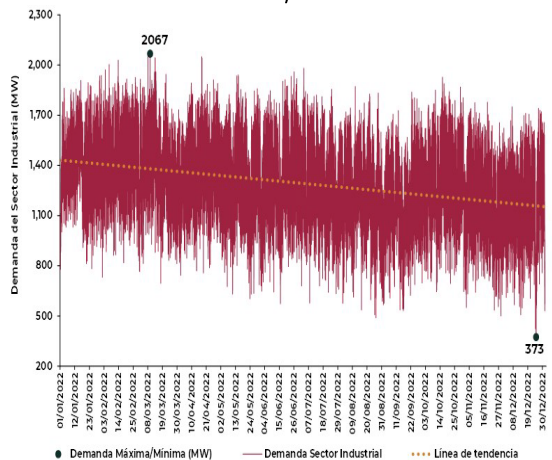
³⁴ Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España, Alemania y EUA – Nueva York., enero 2023.

³⁵ Servicio Meteorológico Nacional. Concluye la Temporada de Lluvias y Ciclones Tropicales 2022; nueve sistemas

generaron efectos en México. Comunicado. 30 de noviembre de 2022.

estable. La demanda máxima se registró el 09 de marzo de 2022 a las 17:30 horas (2,067 MW) y la mínima el 25 de diciembre de 2022 a las 7:20 horas (373 MW).

Figura 6.23. Desempeño del Sector Industrial Metalmeccánico del SEN, enero-diciembre 2022

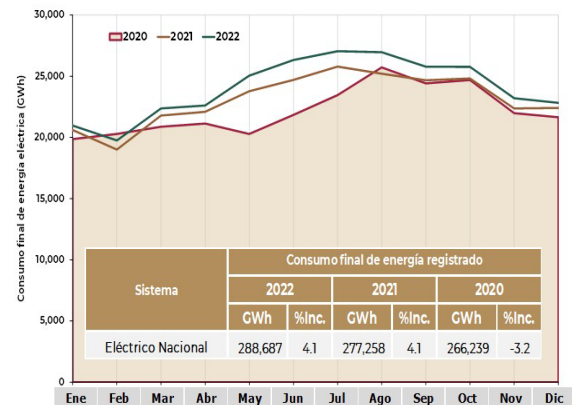


Efectos en el consumo final 2022

El consumo final del país se encuentra constituido por las ventas de la CFE, el autoabastecimiento remoto, el suministro calificado y los ajustes pendientes de pago, lo que quiere decir, que este concepto muestra el consumo suministrado en los puntos de entrega a los diferentes usuarios de los sectores de consumo y por lo tanto no incluye las pérdidas I²R de la RNT y de las RGD. Tampoco incluye las pérdidas no técnicas en las RGD, así como los usos propios de Distribución, Transmisión y Generación.

En la Figura 6.24 se observa que, durante el primer semestre de 2022, se tuvo un crecimiento del consumo final de 3.9 %, en comparación con el mismo semestre del año previo. Para el segundo semestre de 2022 el crecimiento fue mayor, alcanzando un crecimiento de 4.4 % respecto al mismo semestre 2021. De forma anual, el consumo final creció 4.1 % con referencia al 2021 y 8.4 % si se compara con el 2020.

Figura 6.24. Consumo final de energía eléctrica del SEN 2020, 2021 y 2022



Por sectores de consumo, el sector Residencial presentó un incremento de 2.0 % en 2022, luego de haberse incrementado 0.1 % en 2021 y 6.1 % en 2020, lo anterior fue resultado de las medidas de contingencia sanitaria como “Quédate en Casa”, así como por el teletrabajo realizado por parte de la población mexicana.

Los sectores de la Empresa Mediana y Gran Industria continúan con su recuperación, con crecimientos de 6.0 % y 3.3 %, respectivamente. Mientras que el sector Comercial creció 6.1 %.

Durante 2020, el sector Industrial junto con el Comercial fue de los sectores más afectados con tasas negativas de 7.4 % en la Empresa Mediana y 7.1 % en la Gran Industria. Por su parte el sector Comercial cayó en 9.6 %. Lo anterior fue consecuencia de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV-2. En 2021, los crecimientos de estos sectores fueron de 4.0 %, 11.9 % y 2.2 %, en el mismo orden.

En cuanto al sector Servicios creció 1.3 %, tras dos años de decrementos del orden de 0.6 % en 2020 y 2.6 % en 2021. Caso contrario es el del sector Agrícola, el cual durante el 2020

presentó una tasa anual de 10.2 %, y -4.3 % en 2021. Para 2022 su crecimiento fue de 4.8 %.

Impacto económico 2022

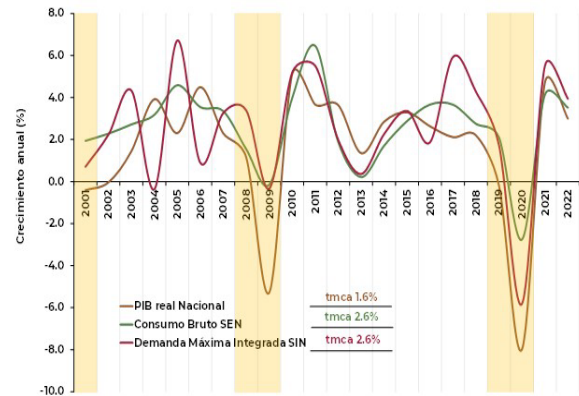
La relación de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), la demanda y consumo eléctrico se encuentran estrechamente relacionadas. En los últimos 22 años se han registrado tres fuertes crisis que han afectado el crecimiento económico y por lo tanto la demanda de energía eléctrica.

En 2001, México resintió los efectos de la desaceleración económica global, las exportaciones, la producción y el empleo se contrajeron, afectando las tasas de crecimiento del PIB, Consumo y Demanda que fueron de -0.4 %, 1.9 % y 0.7 %, respectivamente.

En 2008 y 2009 se presentó la crisis inmobiliaria, ocasionada por la desaceleración de EE. UU., el dumping del sector acerero ocasionado por China (paro de producción del sector minero y metalúrgico en México) así como la pandemia de gripe AH1N1, en donde la mayor afectación se vio reflejada en 2009 con tasas de crecimiento de -5.3 %, -0.2 % y -0.3 % para el PIB, Consumo y Demanda en ese orden.

Del 2019 – 2020, la pandemia por el Coronavirus provocó que la economía mexicana sufriera una crisis más severa a las anteriores, con una contracción económica de 8.0 %, teniendo como consecuencia un decremento en la demanda y el consumo, debido a la correlación existente entre dichas variables, como se muestra en la Figura 6.25.

Figura 6.25. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, Consumo Bruto SEN y Demanda Máxima Bruta SIN 2001 — 2022



Con base en los comportamientos registrados en las dos crisis anteriores, el costo económico de la pandemia del COVID-19 resultó más severa, particularmente en determinados sectores, los cuales se han restituido, aunque no a niveles que se tenían antes de la crisis. A continuación, se hace una breve descripción de algunos de los sectores mayormente afectados y su recuperación.

Sector Turismo: De acuerdo con la Encuestas de Viajeros Internacionales del INEGI, en 2022 se tuvieron 66 millones de visitantes, lo que representa un crecimiento de 19.3 % respecto al 2021. El ingreso de divisas referente al gasto total de los visitantes internacionales reportó un monto de 28,016 millones de dólares, es decir, un incremento de 41.7 % anual.

La llegada de turistas internacionales, durante 2022 fue de 38.3 millones, lo que equivale a un incremento de 20.3 %. Destacan las llegadas por vía aérea, las cuales fueron de 21.3 millones, lo que representa un crecimiento de 46.1 % en comparación con el año pasado. De acuerdo con la Secretaría de Gobernación y Secretaría de Turismo (SECTUR), el mayor número de llegadas de visitantes extranjeros vía área provienen de EE. UU., las

cuales se incrementaron en 27.0 %, con referencia al 2021 y representan el 63.1 % del total de visitantes. En lo que refiere al consumo de electricidad en las principales zonas turísticas del país (Acapulco, Riviera Maya, Cancún y Los Cabos) creció 8.6 % con respecto a 2021.

Los indicadores de la actividad Turística representan la variación porcentual trimestral del PIB y el Consumo Turístico Interior, los cuales durante el tercer trimestre de 2022 presentaron variaciones anuales de 12.2 % para el Indicador Trimestral del PIB Turístico (ITPIBT) y 14.4 % para el Indicador Trimestral del Consumo Turístico Interior (ITCTI). Las cifras de ambos indicadores son similares a las vistas en el 2019.

El turismo suele ser una actividad estructuralmente resistente, también presenta un patrón de alta vulnerabilidad ante los cambios que se producen en el entorno externo, ya sea que estos surjan en el ámbito económico, político o social, producto de condiciones medioambientales.

SECTUR señaló que durante 2023 quedarán concluidos grandes proyectos que fomentarán el turismo del país, lo que contribuirá a diversificar la derrama económica de este sector, así como incrementar el gasto per cápita de los visitantes. Destacó las obras que denotará el turismo en el sureste de México, Sinaloa, Veracruz, Guerrero y Baja California. Además, se enfatizó la importancia de la conectividad aérea como piedra angular de la actividad turística, por lo que se prevé la entrada en operación de un aeropuerto en Chihuahua, así como la remodelación de aeropuertos en los estados de Nayarit, San

Luis Potosí, Oaxaca y la construcción del Aeropuerto de Tulum en Quintana Roo.

En 2023 también se concretarán proyectos estratégicos como la autopista que conectará la ciudad de Oaxaca con el Istmo de Tehuantepec; el Tren Interurbano México-Toluca; y las obras que facilitarán la conectividad del Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles con el centro de la Ciudad de México, como la ampliación del Tren Suburbano.

SECTUR destacó que, para el tercer trimestre de 2022, la Inversión Extranjera Directa Turística superó el máximo histórico registrado, con 3 mil 147.3 millones de dólares; y de acuerdo con las expectativas, al cierre del 2021 se habrán captado 27 mil 429 millones de dólares por turismo, esto superará en 11.6 % lo registrado en 2019³⁶.

Sector Manufacturero: las actividades secundarias presentaron su mayor caída en el segundo trimestre de 2020 con una tasa de -24.3 % y una tasa anual de -9.4 %. Para 2021 el crecimiento anual fue de 5.4 % y para el cierre 2022, INEGI reporta un crecimiento de 3.3 %.

Durante la pandemia, las industrias manufactureras fueron de las más afectadas a consecuencia de los cierres de fábricas a nivel global, que limitaron la cadena de suministro, particularmente para productos considerados no esenciales. En 2022, algunas industrias continúan presentando crecimientos limitados debido a factores de oferta como la escasez de insumos industriales, los altos precios de materias primas y las sequías en algunas regiones del país, así como las interrupciones asociadas al aumento de los contagios de

³⁶ Secretaría de Turismo. Comunicado 002/2023. Grandes proyectos de turismo estarán listos en 2023: Miguel Torruco Marqués

COVID-19 y las medidas preventivas implementadas en México³⁷.

El Índice Nacional de Precios al Productor (INPP), el cual indica la variación en los precios de una canasta de bienes y servicios que se utilizan para llevar a cabo la producción, es decir, la inflación, pero del lado del productor se ubicó en diciembre en 5.3 % sin considerar el petróleo. Las expectativas empresariales de diciembre de 2022 del sector Manufacturero³⁸ en su comparación anual, presentaron una disminución de 0.5 puntos. Por indicador, las exportaciones fueron inferiores en 0.9 puntos, la inversión en 1.6 puntos; y los precios de los insumos en 1.4 puntos. Las expectativas de la producción tuvieron su mayor nivel en el mes de febrero con una diferencia anual de 4.3 puntos. Las expectativas de inversión más alta se observaron en septiembre con un diferencial de 5.4 puntos.

Antes del inicio de la pandemia en México se venía observando una desaceleración en el sector, que de acuerdo con el Indicador Mensual de Actividad Industrial (IMAI) del país disminuyó 1.8 en 2019 y 9.4 % en 2020 para recuperarse con 5.4 % en 2021. Para el 2022, se observa un incremento de 3.3 %, siendo el mes de enero el de mayor incremento con 4.0 %, seguido de agosto y septiembre con 3.9 %.

Por sector, las industrias manufactureras incrementaron su actividad en 5.2 %, destacando el comportamiento de la fabricación de equipos de computación y la de productos derivados del petróleo con tasas de 16.7 % y 14.4 %. La Generación,

transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas avanzó 3.6 %, mientras que la minería y la construcción lo hicieron con 0.2 % y 0.4 %, respectivamente.

El PIB de las industrias manufactureras tuvieron en conjunto una caída de 9.2 % en 2020 y una recuperación de 8.5 % en 2021. Para el 2022 el crecimiento fue de 5.6 %, donde la mayoría de los subsectores se recuperaron, con excepción de la fabricación de productos textiles y la industria de la madera pues en los primeros nueve meses del año presentaron decrementos de 4.8 % y 3.3 %, respectivamente. Caso contrario a los equipos de computación con crecimiento de 15.4 %, seguido de la fabricación de productos derivados del petróleo con un incremento de 15 %.

De acuerdo con la encuesta mensual de la industria manufacturera (EMIM) realizada por INEGI, la capacidad de planta utilizada aumento 4.6 % en noviembre de 2022. En marzo este indicador estuvo cercano al 85.0 % y de enero a noviembre de 2022, la capacidad de planta promedio utilizada fue de 82.2 %, alcanzando niveles superiores a la pandemia. En la Figura 6.26 se puede observar a mayor detalle el comportamiento mensual de este indicador del periodo 2019-2022.

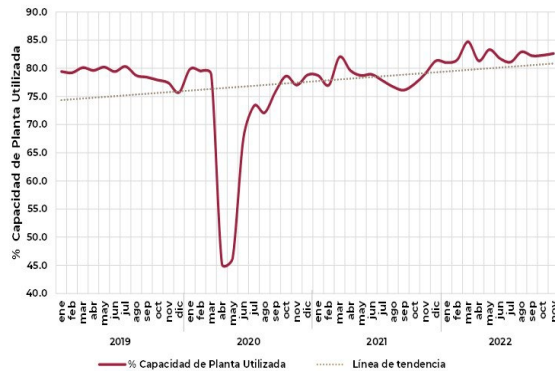
³⁷ Criterios Generales de Política Económica para la iniciativa de la Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal 2023.

³⁸ Las Expectativas Empresariales (EE) están constituidas por la opinión del directivo empresarial las cuales se elaboran con los resultados de la Encuesta Mensual de

Opinión Empresarial (EMOE). Estas permiten conocer, casi inmediatamente después de terminado el mes de referencia, la opinión de los directivos sobre el comportamiento de variables relevantes de los sectores Industrias Manufactureras, Construcción, Comercio y de los Servicios Privados no Financieros.

Los comparativos se realizan considerando año móvil.

Figura 6.26. Porcentaje de la capacidad de planta utilizada de la industria manufacturera, 2019-2022



La Inversión Fija Bruta (IFB) total disminuyó 17.7 % en el 2020. En 2021, creció 10.5 % impulsada por la reactivación económica a partir del segundo trimestre. De forma acumulada enero-noviembre de 2022, la inversión creció en promedio 5.6 %. En el mismo periodo y por componente, la inversión en maquinaria y equipo ascendió en promedio 12.2 %, resultado de un incremento promedio de 5.9 % en la inversión nacional y 16.2 % en la importada.

Se espera que el sector de manufacturas continúe repuntando, impulsado por una mayor producción automotriz y dinamismo en los sectores aeroespacial, ropa y plástico, aunado a la relocalización de ciertas partes de las cadenas de producción, en especial de Asia a México.

Sector Construcción: La IFB en construcción en 2021 creció 7.3 %, luego de haber disminuido 17.0 % en el 2020. Por componente, la inversión en construcción residencial presentó un incremento de 1.3 % y la no residencial de 13.4 %. En 2022, la inversión en construcción creció solo 0.5 %, pues durante el año presentó caídas, destacando la de agosto y septiembre al disminuir, 5.4 % y 5.3 %, respectivamente. La inversión no residencial tuvo una tasa promedio de 5.2 % y la residencial de -4.5 %.

Durante noviembre de 2022, los resultados de la Encuesta Nacional de Empresas Constructoras (ENEC) indican que el valor de la producción generado por las empresas constructoras aumentó 5.3 % respecto al mismo mes del año 2021, dicho aumento fue generado por el incremento en la construcción de obras de ingeniería civil con un 6.7 % y de los trabajos especializados para la construcción con un aumento de 12.1 %. El crecimiento de enero a noviembre de 2022 fue de 3.5 % y estuvo inducido por la edificación que creció a una tasa de 6.9 %, dicho subsector en noviembre representó el 45 % del valor total de la construcción. Por tipo de edificación los edificios industriales, comerciales y de servicios representaron el 21.9 % y las viviendas el 15.1 %, el restante 2.1 % son escuelas, hospitales y obras auxiliares.

De acuerdo con el Registro Único de Vivienda la producción de viviendas disminuyó 17.3 % en 2022. En el primer trimestre del año se produjeron 31,091 viviendas, lo que representa una caída de 30.0 % en comparación con el mismo trimestre de 2021. Destaca el mes de enero, en el cual se produjeron solo 8,232 viviendas, es decir, casi 50 % menos que enero de 2021. El cuarto trimestre presentó una disminución de 15.3 %, sin embargo, en su comparación con el trimestre inmediato anterior creció 2.9 %. Nuevo León fue el estado con mayor producción de viviendas, seguido de Jalisco y el Estado de México.

El PIB del sector de la construcción presentó un decremento en los primeros nueve meses de 2022 de 0.4 %, luego de haber crecido 9.6 % en el mismo periodo de 2021. A su interior, el subsector de la Construcción de obras de ingeniería civil creció 1.1 %, mientras que la Edificación disminuyó 2.7 % y los Trabajos especializados para la construcción aumentaron 8.3 %.

De acuerdo con la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción³⁹, las estimaciones para el sector en el 2023 es un crecimiento 4.5 %, considerando que los niveles de inversión pública y privada se dinamicen y se controle el alza inflacionaria en el sector de la construcción.

Sector Servicios: Las cifras del PIB de los servicios, para el cuarto trimestre de 2022 muestran un crecimiento de 3.5 %, el segundo mayor del año, luego de haber presentado un incremento de 4.7 % en el tercer trimestre. El crecimiento anual para este sector es de 2.8 %. Los subsectores que continúan ascendiendo son el transporte aéreo (42.8 %), servicios de entretenimiento y recreativos (Museos, sitios históricos, zoológicos y similares, 90.6 %) y servicios de alojamiento temporal (47.6 %), entre otros.

Conforme a los Indicadores del Sector Servicios publicados por INEGI, los ingresos reales por la prestación de servicios privados no financieros en noviembre de 2022 fueron mayores en 7.1 % respecto al mismo mes de 2021; mientras que el personal ocupado disminuyó 1.5 % y las remuneraciones totales crecieron 2.1 %. De forma acumulada de enero a noviembre las remuneraciones disminuyeron 8.6 % y el personal ocupado 8.4 %. Por su parte los ingresos totales aumentaron 5.9 %.

Por entidad federativa, Guerrero, Jalisco, Campeche y la Ciudad de México fueron las entidades que presentaron mayor crecimiento en los ingresos reales en el sector servicios de alojamiento temporal y preparación de alimentos y bebidas con alzas de 45.0 %, 40.7 %, 31.3 % y 30.6 %, respectivamente.

Comercio Exterior: Con cifras del INEGI, las exportaciones de México por entidad federativa en 2021 fueron de 440,821 millones de dólares. La cifra es 17.5 % mayor

al año previo. En lo que respecta al 2022, en los primeros nueve meses del año el monto de las exportaciones ascendió a 387,064 millones de dólares, siendo un incremento de 20.6 % en relación con los mismos meses del 2021. De forma trimestral, el tercer trimestre presentó el mayor crecimiento con 22.9 %, mientras que en el segundo y primero lo hicieron en 19.9 % y 18.7 %, respectivamente.

El 76.1 % de las exportaciones fueron generadas por 10 estados de la república: Chihuahua con el 14.4 % del total, Coahuila con 11.6 %, Baja California con 10.0 %, Nuevo León con 9.9 %, Tamaulipas con 6.5 %, Guanajuato con 6.1 %, Jalisco con 5.1 %, Sonora con 4.6 %, el Estado de México con 4.0 %, y Campeche con 3.9 %.

De enero a noviembre de 2022, los subsectores de la economía con mayor participación fueron el de la fabricación de equipo de transporte, el cual representa el 35.0 % del total de las exportaciones, mientras que la fabricación de equipo de computación contribuye con el 17.4 %, y las de la fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica con 6.1 %. De igual forma, las exportaciones del subsector de extracción de petróleo y gas contribuyeron con el 6.5 %. Estos subsectores conjuntaron 65.0 % de las exportaciones de las entidades en el periodo mencionado.

Al interior de las entidades federativas, las exportaciones del sector manufacturero predominan en la mayoría de los estados, con excepción de Guerrero, Baja California Sur, Campeche, Tabasco, Colima, Zacatecas, Michoacán, Chiapas, Nayarit y Sinaloa, en las que sobresalen las exportaciones del sector agropecuario o de la minería (petrolera y no petrolera).

39 CMIC. Situación Actual de la Industria de la Construcción, julio 2022.

De acuerdo con la información oportuna de la Balanza Comercial de Mercancías publicada por INEGI, la balanza presentó un superávit de 984 millones de dólares durante el mes de diciembre de 2022, siendo el primer superávit, después de ocho déficits consecutivos del año. Este saldo se compara con el superávit de 603.2 millones de dólares obtenido en igual mes de 2021, lo cual representa un incremento de 63.1 %.

Para 2022, la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 26,421 millones de dólares, siendo mayor al presentado en 2021 con 10,939 millones de dólares. Lo anterior se derivó de una disminución del superávit de la balanza de productos no petroleros, que pasó de 13,696 millones de dólares en 2021 a 8,481 millones de dólares en 2022, y un mayor déficit de la balanza de productos petroleros, que pasó de 24,635 millones de dólares en 2021 a 34,902 millones de dólares en 2022, como se muestra en el Cuadro 6.5⁴⁰.

Cuadro 6.5. Balanza comercial de mercancías en México (millones de dólares)

Concepto	2021	2022			
		Oct	Nov	Dic	Ene-Dic
Exportaciones Totales	494,765	49,275	49,311	49,323	578,193
Petroleras	29,217	2,892	2,477	2,844	39,212
No Petroleras	465,548	46,383	46,835	46,479	538,981
Importaciones Totales	505,703	51,287	49,407	48,339	604,615
Petroleras	53,851	5,310	4,580	5,085	74,114
No Petroleras	451,852	45,977	44,827	43,254	530,500
Saldo Balanza Comercial	-10,939	-2,012	-96	984	-26,421
Petroleras	-24,635	-2,418	-2,104	-2,241	-34,902
No Petroleras	13,696	406	2,008	3,225	8,481

⁴⁰ INEGI. Información oportuna sobre la balanza comercial de mercancías de México, diciembre de 2022. La suma de los componentes que integran la estadística de la Balanza

Importaciones

Las importaciones en el último mes de 2022 sumaron 48,339 millones de dólares, un alza anual de 2.6 %. El valor de las importaciones totales fue de 604,615 millones de dólares, monto mayor en 19.6 % al observado en 2021. A su interior, las importaciones no petroleras avanzaron 17.4 % a tasa anual y las petroleras, 37.6 %.

Exportaciones

En diciembre de 2022, el valor de las exportaciones de mercancías fue de 49,323 millones de dólares, monto superior en 3.4 % al del mismo mes de 2021. Los crecimientos más importantes en el mes de referencia se observaron en las exportaciones de productos automotrices (13.8 %), derivado de incrementos de 9.8 % en las ventas canalizadas a Estados Unidos y de 39.6 % en las dirigidas a otros mercados. De forma anual, el valor de las exportaciones totales sumó 578,193 millones de dólares, lo que representa un aumento de 16.9 % respecto a las de 2021. Dicha tasa se derivó de crecimientos de 15.8 % en las exportaciones no petroleras y de 34.2 % en las petroleras.

Escenario Macroeconómico 2023 — 2037

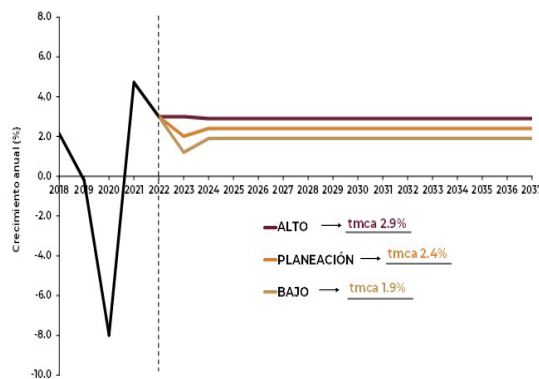
El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.27 en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una TMCA de 2.4 % en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 2.9 % y 1.9 %, respectivamente.

En el periodo 2023 — 2037, se estima que el PIB de los sectores Agrícola e Industrial crecerán en promedio 2.2 %, mientras que el

Comercial de Mercancías de México puede no coincidir con los totales debido al redondeo de las cifras.

sector Servicios lo hará a una tasa de 2.4 % y el industrial a una tasa de 2.3 %. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2037, el sector Agrícola represente el 3.4 % del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9 % y 66.7 %, respectivamente.

Figura 6.27. Escenarios del Producto Interno Bruto Nacional 2023 – 2037



Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2023 – 2037

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de usuarios de la industria eléctrica; estas variables son consideradas en la elaboración del presente pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica.

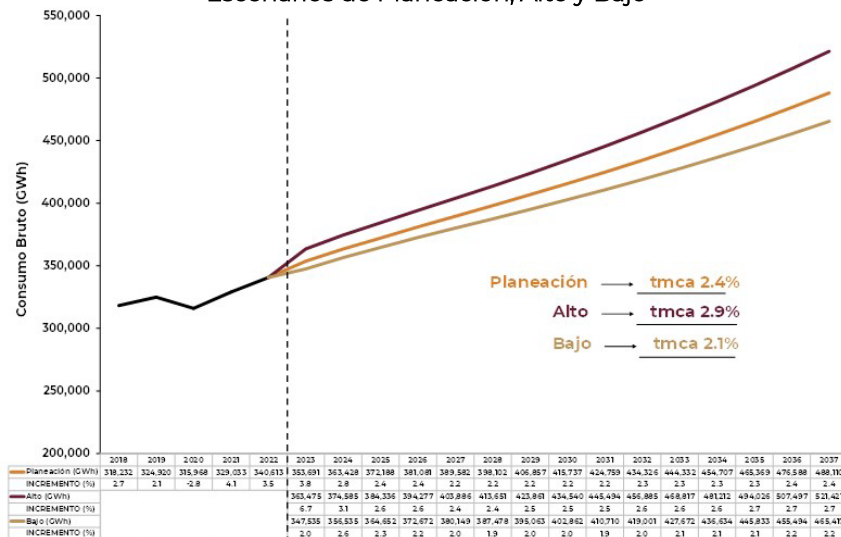
El pronóstico de la población para 2023—2037 considera una TMCA de 0.7 %, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 12.7 millones. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una TMCA de 1.1 %.

Consumo bruto 2023 — 2037

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2023 — 2037, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, el ahorro y uso eficiente electricidad, electromovilidad y generación distribuida.

El consumo bruto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuario Calificado participante del Mercado, Autoabastecimiento Remoto, la importación menos la exportación, las pérdidas eléctricas I²R, los usos propios del distribuidor, el transportista y los Generadores —solo Centrales Eléctricas CFE—. 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 54.4 % del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.6 % restante—. En la Figura 6.28 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 2.4 %, para el escenario Alto de 2.9 % y el escenario Bajo 2.1 %. En el mismo sentido, en el Cuadro 6.6 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

Figura 6.28. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2023 – 2037
Escenarios de Planeación, Alto y Bajo



Cuadro 6.6. Pronóstico del consumo bruto por GCR 2023– 2037
Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	TMCA (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	2.9	2.4	2.1
SIN	2.8	2.4	2.1
CEL	2.1	1.8	1.4
ORI	2.6	2.2	1.9
OCC	2.9	2.6	2.3
NOR	2.8	2.4	2.0
NTE	2.5	2.1	1.8
NES	3.4	2.7	2.2
PEN	4.0	3.5	3.5
SIBC	3.3	3.0	2.7
SIBCS	3.8	3.4	3.3
SIM	2.0	1.9	1.8

Consumo bruto regional (GWh) 2023 – 2037

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de Planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.5 % y 3.4 %

respectivamente, mientras que, la GCR con menor incremento será la CEL y el SIMUL con una TMCA cada una de 1.8 % y 1.9 %, respectivamente. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2023–2028) se pronostica que el SIBCS crecerá 4.0 % y la GCR CEL con 1.8 % serán las regiones con la TMCA de mayor y de menor crecimiento, respectivamente (ver Figura 6.29 y Cuadro 6.7).

Cuadro 6.7. Pronóstico regional del consumo bruto (GWh) 2023 – 2037, Escenario de Planeación

Año / GWh	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIM	SIN	SEN
2023	60,857	56,769	75,465	27,956	32,330	63,960	15,472	17,425	3,288	169	332,809	353,691
2024	61,997	58,462	77,653	28,615	33,110	65,764	16,184	18,032	3,438	173	341,786	363,428
2025	63,170	59,837	79,517	29,220	33,779	67,479	16,825	18,626	3,559	176	349,827	372,188
2026	64,415	61,177	81,436	29,849	34,426	69,488	17,292	19,150	3,669	180	358,082	381,081
2027	65,557	62,516	83,295	30,442	35,024	71,288	17,819	19,683	3,776	183	365,941	389,582
2028	66,754	63,827	85,280	31,058	35,658	72,849	18,370	20,228	3,891	186	373,796	398,102
2029	67,916	65,094	87,370	31,704	36,309	74,520	18,972	20,776	4,009	190	381,884	406,857
2030	69,082	66,258	89,545	32,351	36,979	76,269	19,593	21,336	4,132	193	390,076	415,737
2031	70,255	67,441	91,710	33,013	37,610	78,107	20,250	21,921	4,257	196	398,385	424,759
2032	71,457	68,668	94,115	33,755	38,252	80,025	20,929	22,537	4,388	200	407,201	434,326
2033	72,664	70,009	96,579	34,532	38,960	82,088	21,614	23,162	4,522	203	416,445	444,332
2034	73,900	71,296	99,255	35,312	39,672	84,256	22,329	23,819	4,661	207	426,021	454,707
2035	75,170	72,581	101,987	36,097	40,400	86,492	23,128	24,497	4,806	210	435,855	465,369
2036	76,493	73,924	104,892	36,929	41,214	88,839	23,935	25,192	4,956	214	446,226	476,588
2037	77,813	75,368	107,841	37,775	42,049	91,240	24,768	25,926	5,112	218	456,854	488,110

Figura 6.29. Pronóstico regional del consumo bruto 2023 – 2028 y 2023– 2037, Escenario de Planeación



^{1/} TMCA, año de referencia 2022

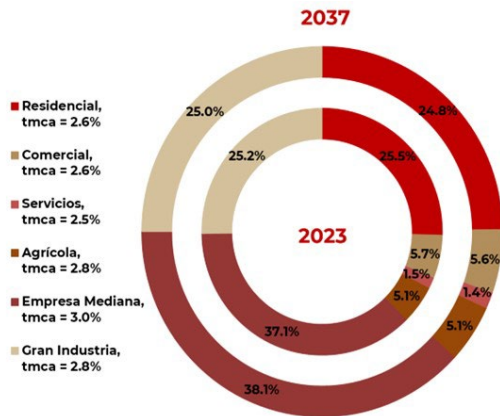
Consumo final (GWh) 2023 — 2037

Se estima para este periodo de estudio un crecimiento de 2.8 % en el consumo final, este valor es superior al 2.4 % que se estimó para consumo bruto y PIB. El sector que supone un mayor incremento es la Empresa

Mediana con 3.0 %, seguido del Agrícola y la Gran Industria con 2.8 %. El sector Residencial y Comercial, se estima una TMCA de 2.6 % y para el sector servicios de 2.5 %. Para 2037, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.1 % del total de consumo final del SEN, seguido de la

Gran Industria con 25.0 %, y el Residencial con 24.8 %, el resto 12.1 % lo conforman el sector Comercial, Agrícola y Servicios, como se observa en la Figura 6.30.

Figura 6.30. Consumo final del SEN 2023 y 2037, Escenario de Planeación



Pérdidas de energía eléctrica I²R 2023 — 2037

Las pérdidas de energía eléctrica en la Red Eléctrica de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un Sistema Eléctrico de Potencia. Actualmente continúa la implementación del programa

de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía eléctrica térmica (efecto Joule) que se desprende del paso de la electricidad a través de las Líneas de Transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que 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.

El programa de reducción de pérdidas pone 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 el Cuadro 6.8 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 11.2 % de la energía eléctrica neta del sistema en el 2023. Para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0 % de la energía eléctrica neta del sistema.

Cuadro 6.8. Pronóstico regional de pérdidas (GWh) 2023 – 2037, Escenario de Planeación

Año / GWh	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIM	SIN	SEN
2023	7,763	7,090	7,123	2,829	4,065	7,341	1,417	1,246	230	10	37,628	39,113
2024	6,930	6,405	6,929	2,676	3,646	6,761	1,412	1,289	241	10	34,759	36,299
2025	6,047	5,636	6,682	2,519	3,205	6,138	1,402	1,327	249	10	31,628	33,214
2026	5,123	4,803	6,415	2,337	2,716	5,498	1,373	1,364	257	10	28,265	29,897
2027	5,218	4,907	6,564	2,383	2,764	5,642	1,416	1,404	265	11	28,895	30,574
2028	5,314	5,012	6,723	2,432	2,814	5,770	1,460	1,442	273	11	29,525	31,250
2029	5,408	5,110	6,886	2,482	2,865	5,898	1,508	1,481	281	11	30,157	31,930
2030	5,501	5,191	7,060	2,533	2,917	6,038	1,558	1,519	290	11	30,798	32,618
2031	5,594	5,273	7,232	2,584	2,967	6,188	1,610	1,561	298	11	31,448	33,318
2032	5,690	5,366	7,422	2,644	3,021	6,336	1,665	1,603	307	12	32,143	34,064
2033	5,783	5,472	7,610	2,703	3,077	6,503	1,719	1,647	317	12	32,868	34,843
2034	5,883	5,568	7,825	2,763	3,139	6,677	1,777	1,694	327	12	33,631	35,663
2035	5,987	5,667	8,039	2,825	3,195	6,858	1,840	1,742	337	12	34,411	36,503
2036	6,090	5,771	8,269	2,891	3,261	7,048	1,905	1,792	347	12	35,234	37,386
2037	6,191	5,882	8,501	2,958	3,326	7,239	1,971	1,845	358	13	36,069	38,285

Eficiencia Energética, Consumo Medio y Consumo per cápita 2023 — 2037

Del análisis del Pronóstico de Demanda y Consumo, los escenarios macroeconómicos y las prospectivas poblacionales y de cantidad de clientes se puede conocer el desempeño de ciertos indicadores que arrojan información valiosa sobre el consumo regional relacionado con la riqueza, los usuarios del servicio eléctrico y los habitantes. Así, es posible identificar si se presenta un mejor uso de la energía eléctrica 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 2023-2037

Si bien se estima que, a nivel mundial, el indicador de intensidad energética decrezca a una tasa anual de 1.7 % para el periodo 2023 – 2037, en el caso de México, las proyecciones estiman que la intensidad energética para el SEN prácticamente se mantenga sin cambios, al pasar de 19.5 a 19.4 Wh/\$ para el mismo periodo. Tomando en consideración el impulso que pudieran tener diversas ventajas y oportunidades que posee el país (nearshoring, el Plan Sonora, Tren Maya, entre otros), se estima un alto potencial de crecimiento del consumo eléctrico en el país. Dicho crecimiento se prevé que sea encabezado por los sectores de consumo Empresa Mediana y Gran Industria y que, además, será impulsado en virtud de que las crecientes expectativas de incorporación de la electromovilidad son cada vez más alentadoras y cercanas. Históricamente se ha observado que el crecimiento económico suele ser menor al del consumo eléctrico, como se mostró en la Figura 6.31, en la cual se observa una TMCA del PIB de 1.6 %, mientras que, el consumo bruto, creció a una tasa de 2.6 % en un periodo de 22 años.

Las GCR CEL, ORI y PEN, en el año 2037, continuarán con una intensidad energética inferior a la nacional 11.1, 18.2 y 18.1 Wh/\$, respectivamente. Es de destacar el caso de esta última, la GCR PEN, ya que pasa de 15.4 Wh/\$ en 2023 a 18.1 Wh/\$ en 2037 debido a que se prevé un importante repunte en el consumo de electricidad como consecuencia del incremento en el turismo detonado por el Tren Maya. Se espera que las GCR OCC, NOR, NTE, NES y los SIBC y SIBCS sigan manteniendo una intensidad energética superior a la nacional. Sobresale la GCR NTE que, aunque disminuye su intensidad energética en el periodo analizado, sigue siendo la que posee el indicador más alto con 30.9 Wh/\$.

Consumo Medio 2023-2037

Mientras que el crecimiento esperado en el consumo neto es de 2.5 % a tasa media de crecimiento anual para el periodo 2023 – 2037, para el caso de los usuarios es de 1.1 %. En 2022, los sectores Mediana Empresa y Gran Industria representaron el 62.2 % 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 energía eléctrica que el de los usuarios, el consumo medio aumente.

En la Figura 6.31 se observa que, en el año 2023, las GCR CEL, ORI, OCC y PEN poseen indicadores inferiores al nacional en lo que respecta al consumo medio. Sin embargo, para el final del periodo de estudio, la GCR PEN alcanza 9,175 kWh/usuario superando así a la media nacional de 8,645 kWh/h. Destacan también los SIBC y SIBCS que presentan las TMCA más altas (2.1 y 3.4 %, respectivamente). Se espera que la interconexión de estos sistemas aislados con el resto del país incremente el consumo de energía eléctrica. Las GCR NOR, NTE y NES completan las GCR que, en 2037, mantendrán un consumo medio superior al del SEN. Las GCR CEL, ORI y OCC, por el contrario, seguirán estando por debajo.

Consumo per cápita

Las proyecciones de la EIA⁴¹ estiman en su caso base, para el periodo 2023 — 2037, que la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una TMCA de 0.9 %, la generación neta tendrá una TMCA de 1.6 % y se espera que, para el 2037, la generación de electricidad con fuentes renovables represente el 47.9 % de la matriz energética, aumentando en promedio 4.5 % por año.

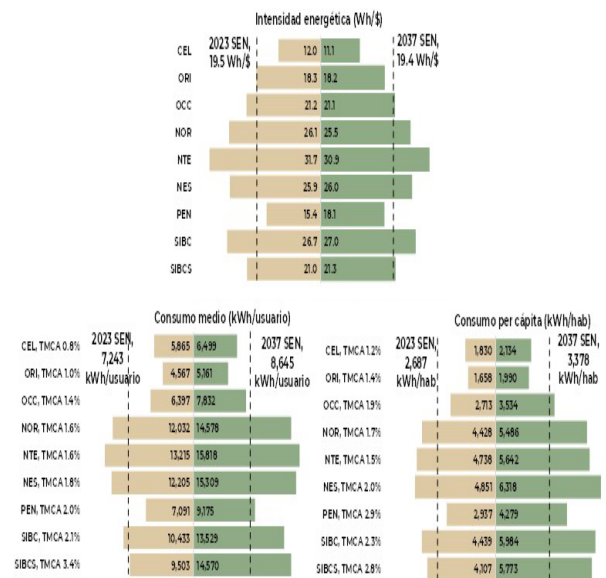
Si bien las tensiones geopolíticas mundiales han presionado los precios de los energéticos como el gas natural al alza y han provocado un regreso en el corto plazo a fuentes de energía eléctrica convencionales, también podría considerarse como un impulsor que motive la aceleración de la transición energética en el largo plazo. En 2037, se prevé que la producción de energía eléctrica con base en líquidos⁴² prácticamente desaparezca (0.4 %). La generación nuclear representará el 9.0 %, mientras que, el carbón y el gas natural aportarán el 22.3 % y el 20.4 % de la generación neta, respectivamente.

Para el SEN, se estima que la población del país crezca a una TMCA de 0.7 % para el periodo 2023 – 2037, mientras que, el crecimiento en el consumo neto se espera sea de 2.5 % a tasa media anual. Dado que se pronostica que el ritmo de crecimiento de la población vaya disminuyendo en el futuro como ha ocurrido en los últimos años y que el crecimiento del consumo de electricidad se mantenga, el consumo per cápita tenderá a aumentar en los próximos 15 años.

En 2023, las GCR CEL y ORI son las únicas con indicadores de consumo per cápita inferiores al del SEN, lo cual mantienen al final del periodo. Para el resto de las GCR y SIBC, SIBCS y SIM, se pronostica que

conserven un consumo per cápita superior al nacional, destacando, nuevamente, ambas Penínsulas por poseer las TMCA más elevadas 2.9 % para la GCR PEN, 2.3 % para el SIBC y 2.8 % para el SIBCS.

Figura 6.31. Intensidad energética, Consumo medio y Consumo per cápita por GCR, SIBC y SIBCS 2023– 2037



Estrategias para fomentar la Electromovilidad y Generación Distribuida

México publicó en 2021 el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021-2024⁴³, derivado del PND 2019-2024, donde se menciona como una estrategia prioritaria impulsar políticas y acciones de movilidad sostenible con el fin de promover transportes eficientes, de bajo carbono, y asequibles para la población, además está trabajando en la publicación de la norma de GEI y de eficiencia para vehículos ligeros. De esta manera procura generar condiciones favorables para la inversión pública y

⁴¹ U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, octubre 2021.

⁴² U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, octubre 2021.

⁴³ PROGRAMA Especial de Cambio Climático 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 2021.

privada; transformar el transporte masivo de personas con la utilización de autobuses eléctricos, ampliar la red de transportes eléctricos de taxis, trolebuses y metro en las grandes ciudades, e impulsar la construcción de sistemas de trenes eléctricos interestatales e interurbanos, mejorar vías de comunicación, aprovechar las tecnologías de sistemas y explotación de información, promover esquemas de incentivos para la compra y el uso de vehículos eléctricos respecto a vehículos de combustión interna, establecer metas a corto, mediano y largo plazo, pero sobre todo establecer los lineamientos para que México pueda generar sus propias capacidades en materia de movilidad eléctrica.

Entre los participantes de la electromovilidad en México, se destacó que no existe limitante por parte de la industria automotriz para el crecimiento de la electromovilidad, se reconoce que en la medida que se implementen subsidios que pudieran otorgar los gobiernos⁴⁴ se podría avanzar más. Se destaca la necesidad de multiplicar la cantidad de estaciones de carga disponibles en el país, en establecimientos comerciales, hogares y edificios residenciales.

Uno de los principales retos que tiene la adopción de un sistema de movilidad eléctrica, radica también en la falta de infraestructura en espacios particulares que permitan una carga de vehículos en casas, departamentos y residenciales. Dichas instalaciones eléctricas deben cumplir con una adecuada regulación y normatividad de los materiales e instalación que garanticen la seguridad en estos espacios y permitan a los usuarios cargar sus vehículos desde la comodidad de sus casas⁴⁵.

44 <https://amtm.org.mx/blog-amtm/movilidad-y-transporte/industria-automotriz-sin-limitante-para-la-electromovilidad-depende-de-autoridades-implementarla-anpact/>.

45 <https://www.forbes.com.mx/urgen-estaciones-de-carga-para-autos-electricos-pero-deben-ser-seguras->

En materia de GD existen grandes oportunidades para implementar estrategias que motiven el despliegue masivo de este tipo de generación en México. Para mantener o incrementar la GD es importante construir una arquitectura virtual con Redes Eléctricas Inteligentes que permitan una observación estadística para maximizar los beneficios de los usuarios (consumidor o productor) y también de las Redes Eléctricas de distribución. Diseñar programas con fuentes de energía eléctrica renovable que lleven consigo, no solamente proveer recursos o incentivar la inversión, sino que se incluyan compromisos de revisión y calificación en la implementación final de la GD para que se cumpla con estándares de optimización y flexibilidad en la conexión al sistema eléctrico. Desarrollar un plan urbano con metas a mediano y largo plazo, en diferentes regiones y segmentos de la población para que se transformen en ciudades inteligentes, con un despliegue de la GD en estas zonas o ciudades, aprovechando los recursos renovables de cada región para producir electricidad. Dar paso a todo lo anterior una vez establecidas las normas y lineamientos con la colaboración de las diferentes entidades de gobierno, Federal, Estatal y Municipal, las Universidades públicas y privadas e Institutos de Investigación, así como la cooperación de la iniciativa privada.

Es importante hacer notar que la propuesta de estrategias no únicamente llevase consigo el beneficio a los usuarios y productores de electricidad, sino que también se debe considerar no poner en riesgo al Sistema Eléctrico de Potencia.

dicen-
expertos/#:~:text=En%20M%C3%A9xico%20a%20la%20fec
ha,43%2C000%20veh%C3%ADculos%20con%20tecnolog
C3%ADas%20electrificadas.

Las políticas para promover el desarrollo de la GD en México, que se emitan deben ser de observancia a nivel nacional⁴⁶:

1. Las disposiciones en materia de GD priorizarán las acciones contenidas en los instrumentos de planeación de la política energética nacional, con una visión de corto, mediano y largo plazo.

2. El desarrollo de la GD se realizará mediante el uso de diversas tecnologías, promoviendo de manera especial el uso de las energías eléctricas limpias.

3. El crecimiento de la GD deberá contribuir a la democratización de la generación de energía eléctrica y al acceso universal al servicio eléctrico.

4. La Generación Limpia Distribuida (GLD) deberá contribuir con el cumplimiento de las metas de energías eléctricas limpias, establecidas en la LTE y otros documentos que emanan de esta, así como con las metas de reducción de emisiones de GEI, establecidas en la política nacional de cambio climático.

5. El fomento de la GD incidirá positivamente en el desarrollo de la cadena de valor y de capacidades nacionales, así como en la Calidad y el cumplimiento con estándares reconocidos a nivel nacional e internacional.

6. La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá establecer condiciones propicias para el desarrollo de la GD.

7. Las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo que se emitan deberán dar certidumbre y viabilidad, además de promover el desarrollo de la GD.

8. Se deberá fomentar un vínculo entre la academia y el sector privado para promover la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación en materia de GD.

Prospectiva de Electromovilidad 2023 — 2037

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el (PECC) 2021-2024, describe las siguientes acciones⁴⁷:

1. 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.

2. 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.

3. Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.

4. Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.

5. Modificar la norma sobre emisiones de bióxido de carbono aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto

⁴⁶<https://www.gob.mx/sener/documentos/politica-publica-para-promover-la-Generación-distribuida-en-mexico>.

⁴⁷ *Ibidem*

vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163).

6. Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).

7. Reducir las emisiones de CO₂ y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.

8. 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 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 mercados⁴⁸.

En tanto México migra hacia la electromovilidad, especialistas advierten sobre la necesidad de alistar más estaciones de carga, las cuales sean seguras tanto para los usuarios como para los automóviles. En México hasta el 2021 hay un total de 2,541 estaciones de carga públicas para autos eléctricos, mientras que para el 2037 se estima que existan alrededor de 17,780 estaciones de carga⁴⁹.

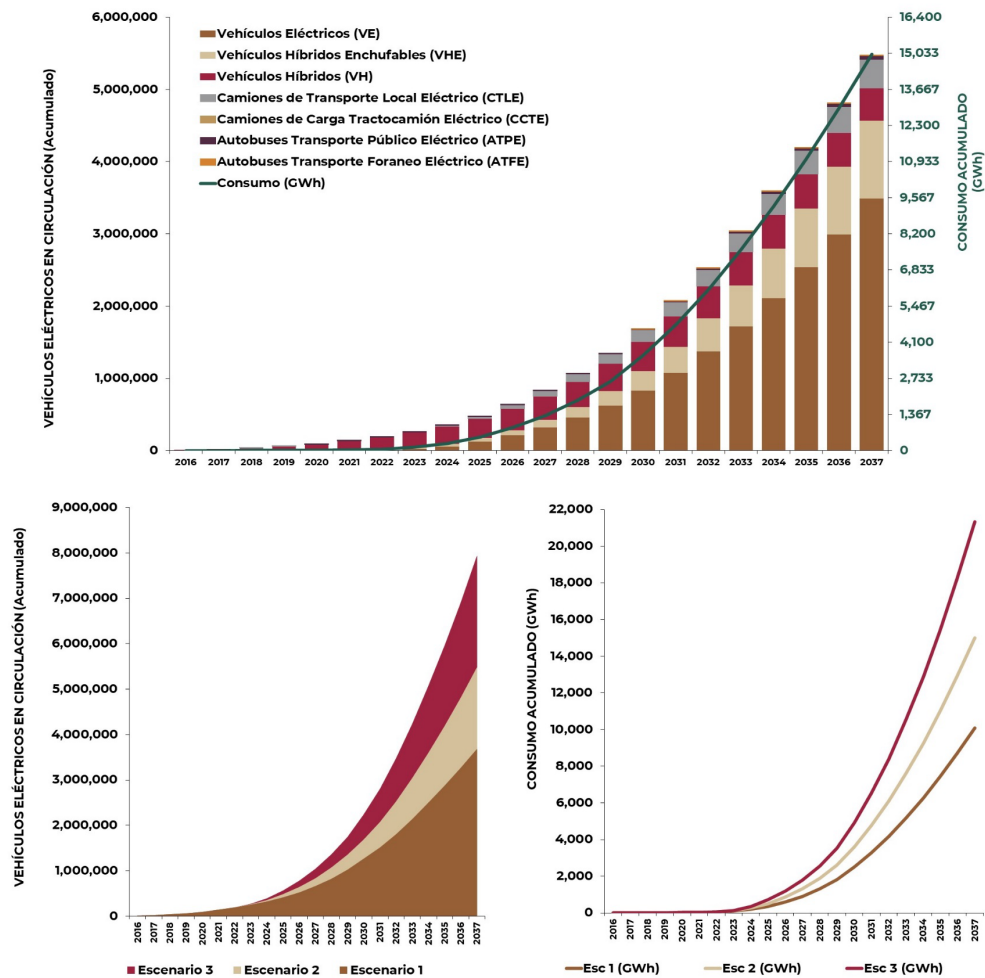
Para el 2037, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) alcanza la integración de alrededor de 5.5 millones de vehículos eléctricos⁵⁰, lo que significaría el 34.2 % de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2037. Se considera un escenario de menor impacto de electromovilidad (escenario 1), el cual contempla la incorporación de 3.7 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de electromovilidad (escenario 3) el cual asciende a 7.9 millones de vehículos eléctricos.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2037 en el escenario de planeación estaría desagregada de la siguiente manera: 63.8 % eléctricos, 19.7 % híbridos enchufables, 8.3 % híbridos, 7.2 % eléctricos de carga ligeros, 0.9 % autobuses eléctricos, 0.01 % de camiones de carga pesada y 0.04 % autobuses eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 6.32.

⁴⁸<https://www.anves.org/post/m%C3%A9xico-se-compromete-a-que-todos-los-autos-nuevos-que-se-vendan-en-2040-sean-cero-emisiones>.

⁴⁹ Con información de la Coordinación del PAESE-CFE.

⁵⁰ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

Figura 6.32. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2037


En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 40.1 % de la energía eléctrica que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2023 el consumo de electricidad sea de 129 GWh, la energía eléctrica requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 14,999 GWh lo que representaría en 3.1 % del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 2.1 % y 4.4 % respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2023-2037 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 211 mtCO₂e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalentes) a 9,481 mtCO₂e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 122 millones de litros ahorrados pasen a 7,455 millones como se muestra en la Figura 6.33. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2037, las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 6,639 mtCO₂e y 12,076 mtCO₂e respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles, este se ubica en 5,175 y 10,268 millones de litros de combustible.

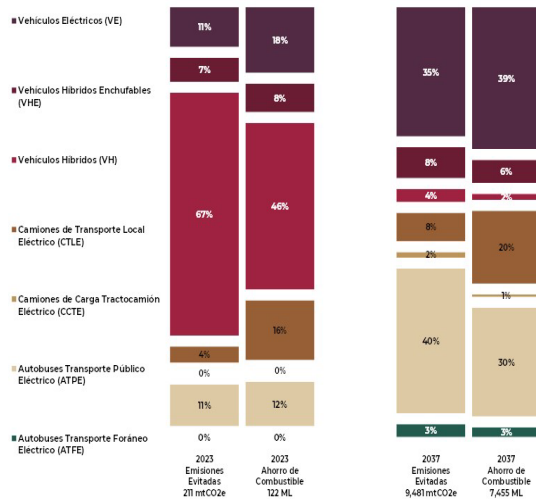
Figura 6.33. Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2023 y 2037


Figura 6.35. Se identifica que la GCR con mayor participación es la OCC con 27.4 %, seguida de la NES con 17.8 % y en tercer lugar la NTE con 13.5 %. Se observa que, el SIBC Y SIBCS con 3.6 % Y 0.4 % respectivamente, tienen la menor participación de Generación Distribuida.

Generación aportada GD-FV (GWh) 2023 — 2037

La generación de energía eléctrica esperada debido a la GD-FV en el SEN que se incorporará en el periodo de estudio, para los dos escenarios antes descritos se muestra en la Figura 6.36 se observa que para el escenario de Planeación se alcanzará un valor de 15,054 GWh en 2037 y que, para el escenario con mayor crecimiento de GD-FV para ese mismo año, se ubicará con una generación de energía eléctrica de 59.8 % mayor al escenario de Planeación.

Prospectiva de Generación Distribuida 2023 — 2037

A continuación, se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada de GD-FV, la generación aportada a las RGD y por consiguiente al SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida.

Capacidad instalada GD-FV (MW) 2023 — 2037

En la Figura 6.34 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 3,100 MW estimada en 2023, para el 2037 se ubicará en 11,442 MW para el escenario de planeación y 16,777 MW para el escenario alterno del SEN.

La distribución de la capacidad instalada de GD-FV acumulada por GCR en 2037 para el escenario de planeación, se indica en la

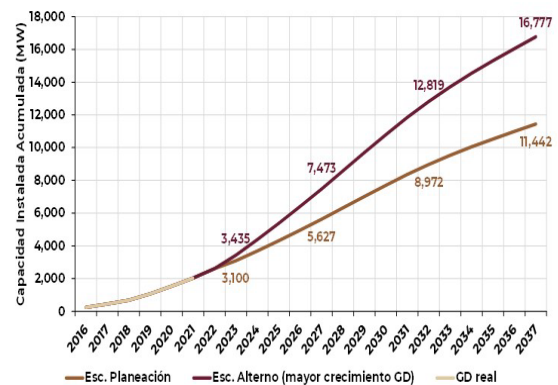
Figura 6.34. Evolución estimada de la capacidad instalada (MW) acumulada de GD-FV en el SEN 2016 – 2037


Figura 6.35. Distribución capacidad instalada de GD-FV acumulada por GCR en 2037

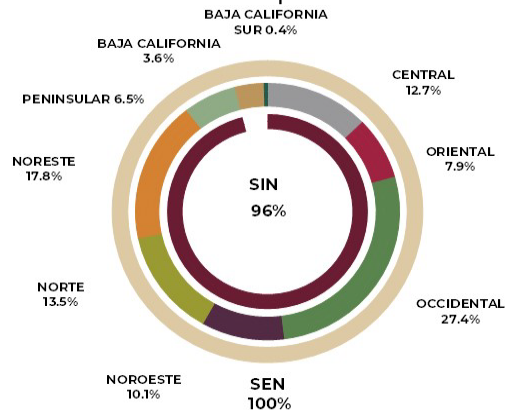
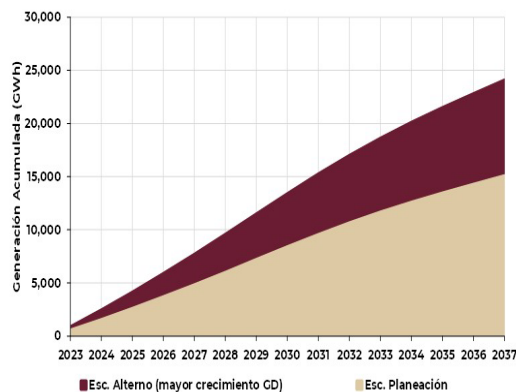


Figura 6.36. Evolución de la Generación Anual (GWh) Acumulada de GD-FV en el SEN 2023-2037



Prospectiva de energías eléctricas renovables

El crecimiento de la capacidad renovable se prevé que se active en los siguientes 5 años, se espera que las adiciones anuales a la capacidad mundial de electricidad renovable promedien alrededor de 309 GW por año entre del 2021-2026 en el pronóstico del caso principal⁵¹ de la IEA. A nivel mundial, se pronostica que aumente la capacidad eléctrica renovable una tasa media de crecimiento anual de 7.9 % entre

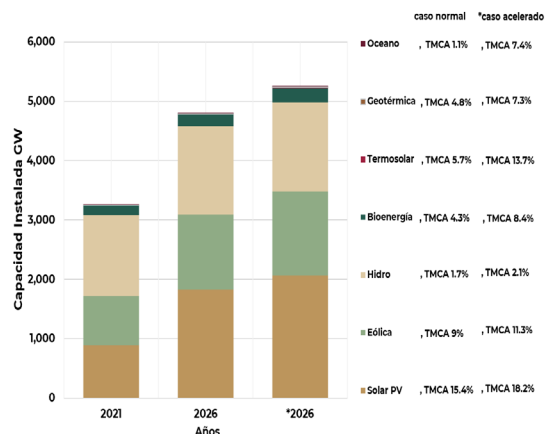
51 https://www-iea-org.translate.google/articles/renewables-2021-data-explorer?mode=market®ion=World&publication=2021&product=Total&x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es-419&x_tr_pto=sc
52 Ibidem

2021 y 2026 y en un escenario acelerado⁵² estaría con una TMCA de 10.0 % ver Figura 6.37.

La capacidad instalada para producir electricidad de la energía eléctrica renovable Solar FV y Eólica en el mundo seguirá creciendo más que las otras tecnologías renovables la TMCA será de 15.4 % y 9.0 % respectivamente para el escenario normal y de 18.2 % y 11.3 % para el caso acelerado en 2026 ver Figura 6.37.

En la sociedad internacional, el ritmo de expansión de la capacidad renovable durante el período de pronóstico en el caso principal debe aumentar un 60 % para estar en línea con el Escenario Net Zero para 2050 de la IEA⁵³. Sin embargo, en el caso acelerado, el crecimiento en los próximos cinco años (bajo políticas que aborden los desafíos y una implementación más rápida de los planes existentes de los países) reduce la brecha para el crecimiento de la electricidad renovable necesaria para lograr cero emisiones netas para 2050⁵⁴.

Figura 6.37. Distribución de la capacidad total (GW) mundial por tecnologías renovables y TMCA (%) 2021-2026



53 https://www-iea-org.translate.google/reports/renewables-2022/renewable-electricity?_x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es-419&x_tr_pto=sc
54 Ibidem

La rápida eliminación gradual de la energía eléctrica del carbón hacia el 2030 debe considerar los siguientes retos⁵⁵:

1. La participación de las energías eléctricas renovables en la generación de electricidad debe aumentar al 65 % para 2030.
2. La participación de la electricidad directa en el consumo total de energía eléctrica final debe aumentar del 21 % al 30 %.
3. Las energías eléctricas renovables directas en los sectores de uso final deben crecer del 12 % en 2019 al 19 % en 2030.

La Unión Europea (UE) en el sector eléctrico sigue considerando una de las formas más eficaces para reducir su consumo de gas la expansión de la generación de energía eléctrica eólica y solar fotovoltaica, si bien ya varios países miembros de la UE habían introducido objetivos y políticas ambiciosos para acelerar el despliegue de energía eléctrica renovable antes de los conflictos geopolíticos, desde entonces la UE ha propuesto objetivos aún más agresivos en el marco del REPowerEU que es un plan para ahorrar energía eléctrica, producir energía eléctrica limpia y diversificar el suministro de energía eléctrica y que serviría para independizar a Europa de los combustibles fósiles Rusos mucho antes del 2030⁵⁶.

En la Figura 6.38 se observa que para el 2026 los países que seguirán dominando en la utilización de energías eléctricas renovables para producir electricidad son China y EE. UU.

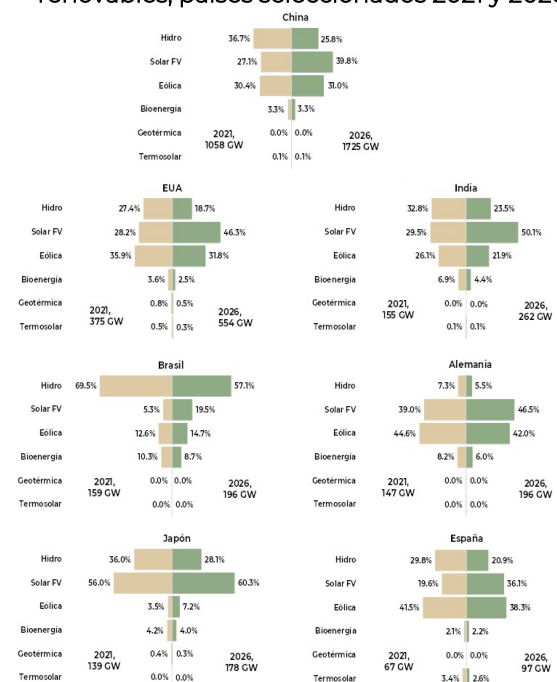
De los siete países mostrados en la Figura 6.38 cinco presentan la mayor contribución con tecnología Solar FV con respecto a las

demás tecnologías en 2026 y son: China (39.8 %), EE. UU. (46.3 %), India (50.1 %), Alemania (46.5 %) y Japón (60.3 %).

India y EE. UU. son los países que se espera tengan el incremento más alto en su participación con tecnología Solar FV del 2021 al 2026, al pasar el primero de 29.5 % a 50.1 % y el segundo de 28.2 % a 46.3 %, mientras que para la energía eléctrica eólica los países con el mayor incremento son: Japón y Brasil. De los siete países presentados, dejando fuera a China, Brasil contará en 2026 con la mayor proporción de capacidad instalada con tecnología de Bioenergía eléctrica.

Es inminente el desarrollo en el mundo de las tecnologías renovables, el despliegue y sus beneficios para la descarbonización hacia el 2030 Y 2050.

Figura 6.38. Capacidad instalada por tecnologías renovables, países seleccionados 2021 y 2026



55 WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2022.
56 [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es)

[deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es)

Demanda Máxima Bruta Integrada 2023 — 2037

En esta sección, se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años.

Históricamente la demanda máxima bruta integrada coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas.

En la Figura 6.39 se muestra el comportamiento estacional esperado de la demanda máxima bruta integrada mensual por unidad del SIN del 2023, 2027, 2032 y 2037. Se observa que la máxima integrada anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un cambio de comportamiento en donde las horas de la noche alcanzan valores cercanos a la demanda integrada máxima, esto es debido al efecto conjunto de la Generación Distribuida, Movilidad Eléctrica y el aprovechamiento del consumo de electricidad a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2023 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de

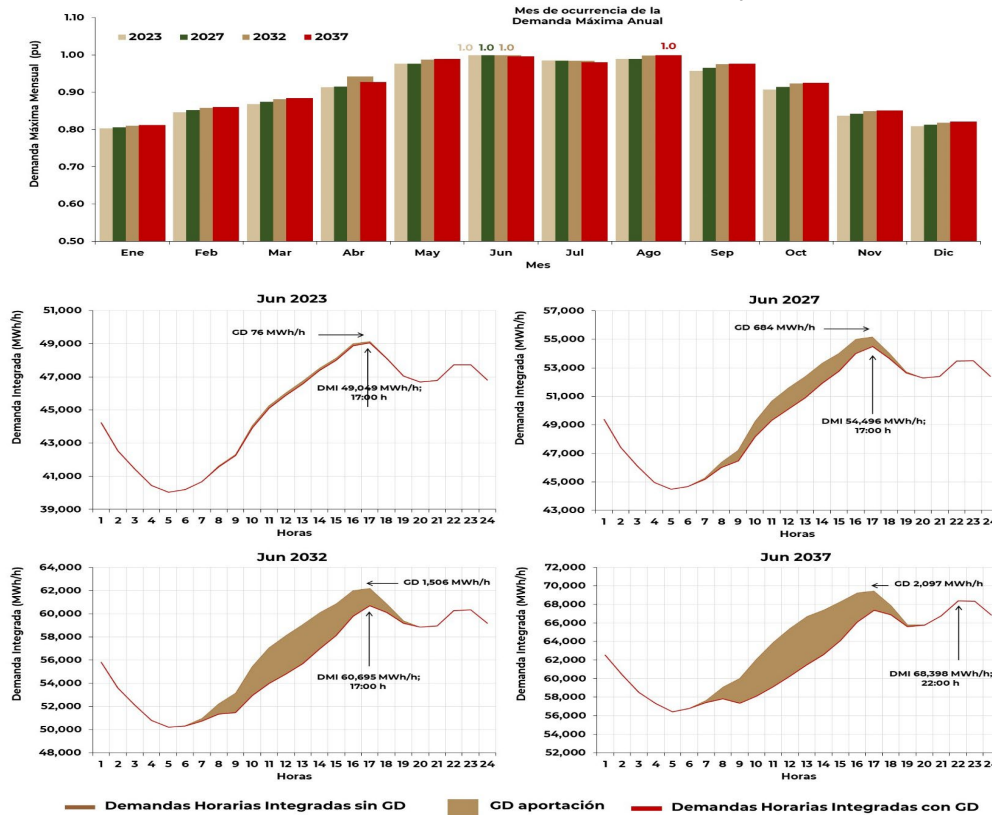
3,100 MW, mientras que en 2027 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 5,627 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad total de 11,442 MW instalados.

La aportación máxima de GD a la demanda horaria del SIN en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2023 se esperan 228 MWh/h, mientras que para el 2026 y 2031 se tiene estimada una participación de 2,074 y 4,725 MWh/h respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD del orden de 6,871 MWh/h.

Con relación al día que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 6.39 se puede apreciar la aportación a la demanda por parte de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la capacidad instalada histórica al 2021 que sería alrededor de 900 MWh/h al final del horizonte.

Durante el día, en donde el mayor efecto de la contribución de GD-FV se identifica a las 13:00 horas con 4,835 MWh/h, mientras que a las 18:00 horas su aportación coincidente es cercana a 1,081 MWh/h. Lo anterior, provoca que las demandas nocturnas entre las 22:00 horas a 23:00 horas alcancen valores cercanos a la demanda máxima anual de la tarde.

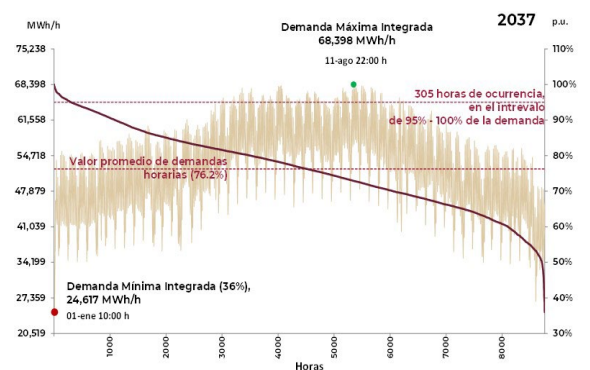
Figura 6.39. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda bruta horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2023, 2027, 2032 y 2037, Escenario de Planeación



Las características de la curva de duración de carga en 2037 del SIN se estima serán: una concentración de 305 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima bruta integrada; la demanda mínima bruta integrada se presentará al 36 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 76.2 % — 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 6.40.

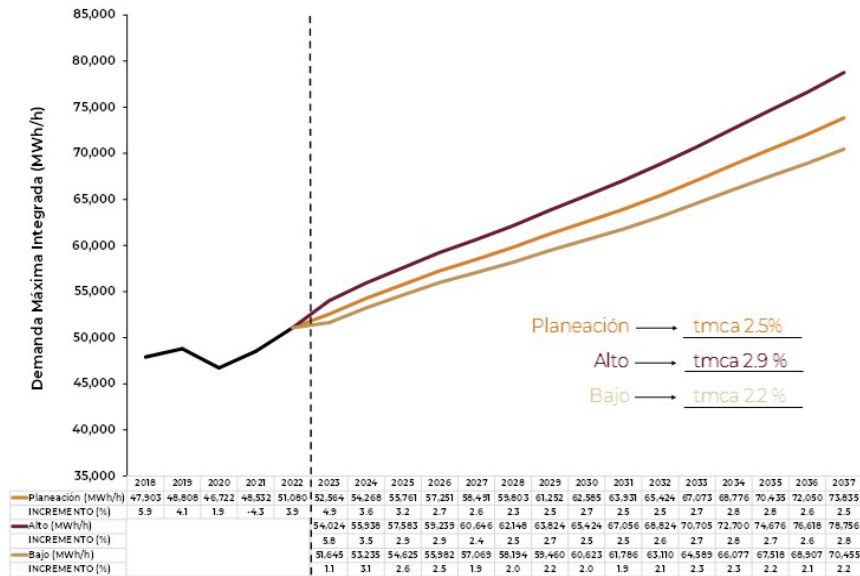
Figura 6.40. Curva de duración de carga del SIN 2037



Demanda Bruta Integrada a 2037

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima bruta integrada para el SEN se proyectó una TMCA del 2.5 % para el horizonte de Planeación, 2.9 % para el escenario Alto y 2.2 % para el escenario Bajo. En la Figura 6.41 se presentan los crecimientos del SEN y en el Cuadro 6.9 se enuncian los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.41. Pronóstico de la demanda máxima bruta integrada del SEN^{1/} 2023 – 2037, Escenario de Planeación, Alto y Bajo



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.9. Pronóstico de la demanda máxima bruta integrada por GCR 2023 – 2037, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	TMCA (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN ^{1/}	2.9	2.5	2.2
SIN	2.9	2.5	2.1
CEL	2.5	2.1	1.8
ORI	2.8	2.3	2.1
OCC	3.2	2.8	2.5
NOR	3.0	2.6	2.2
NTE	2.5	2.2	1.8
NES	3.5	2.8	2.3
PEN	4.4	3.9	3.8
SIBC	3.2	2.9	2.6
SIBCS	3.6	3.3	3.1
SIM	2.0	1.9	1.8

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Demanda máxima bruta integrada regional (MWh/h) 2023 — 2037

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.10 se presentan los pronósticos de demanda máxima bruta integrada por GCR y SIN. En la Figura 6.42 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2023 —

2028 y 2023 — 2037 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR PEN con una TMCA de 4.2 %, seguido del SIBC con 3.5 %, y con menor crecimiento es el SIM con 1.8 %. Para el mediano plazo 2022 — 2027 las GCR PEN, NOR y el SIBC, crecerán por arriba de 3.5 %, mientras el SIM crecerá al 2.3 %.

Cuadro 6.10. Pronóstico Regional de la demanda máxima bruta integrada (MWh/h) 2023 – 2037, Escenario de Planeación

Año / MWh/h	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIM	SIN	SEN ^{1/}
2023	8,910	8,466	10,877	5,553	5,579	10,719	2,491	3,519	622	33	49,049	52,564
2024	9,163	8,718	11,216	5,756	5,720	11,114	2,685	3,660	654	34	50,611	54,268
2025	9,419	8,949	11,553	5,941	5,856	11,369	2,802	3,780	684	35	51,975	55,761
2026	9,676	9,175	11,908	6,128	5,976	11,651	2,927	3,900	701	35	53,349	57,251
2027	9,825	9,384	12,213	6,297	6,061	11,893	3,036	3,982	719	36	54,496	58,491
2028	9,969	9,590	12,517	6,482	6,203	12,139	3,138	4,112	739	37	55,663	59,803
2029	10,128	9,802	12,766	6,605	6,357	12,546	3,246	4,241	759	37	56,945	61,252
2030	10,286	10,020	13,113	6,754	6,442	12,857	3,358	4,365	781	38	58,133	62,585
2031	10,445	10,241	13,460	6,867	6,561	13,200	3,463	4,475	803	38	59,354	63,931
2032	10,611	10,460	13,832	7,091	6,675	13,568	3,577	4,599	827	39	60,695	65,424
2033	10,795	10,686	14,218	7,276	6,755	14,023	3,684	4,695	853	40	62,144	67,073
2034	10,977	10,916	14,560	7,404	6,927	14,489	3,802	4,828	880	40	63,708	68,776
2035	11,164	11,140	14,989	7,541	7,121	14,843	3,930	4,930	908	41	65,249	70,435
2036	11,364	11,368	15,448	7,680	7,212	15,211	4,075	5,037	937	42	66,735	72,050
2037	11,580	11,605	15,897	7,882	7,365	15,550	4,232	5,133	967	42	68,398	73,835

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Figura 6.42. Pronóstico Regional de la demanda máxima bruta 2023 – 2028 y 2023 – 2037, Escenario de Planeación



1/ TMCA, año de referencia 2022

2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2023-2025

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 Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

A diciembre de 2022⁵⁷, la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 3,630 MW. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga son Occidental, Noreste, Norte y Peninsular con aproximadamente el 51 %, 19 %, 8 % y 7 %, respectivamente.

La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2023-2025 equivale aproximadamente al 5 % de la Capacidad de generación en etapa Estudio en el mismo periodo, sin embargo, este dato solo es como referencia, ya que por la diferencia en la ubicación de los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas no podría establecerse una relación directa; asimismo resaltar que las solicitudes en estudio no tienen prelación.

El 65 % de la capacidad de carga en fase de estudio corresponde a solicitudes nuevas y aproximadamente el 35 % de la capacidad de carga contratada en estudios corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

La Figura 6.43 muestra la segmentación por proceso de la capacidad de carga

contratada en etapa de estudios de conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: gran industria superando el 71 %, manufactura con el 14 % y Habitacional-Comercial con el 8 %.

Considerando los datos de las solicitudes de conexión mencionadas en el párrafo anterior, para el periodo 2024 se podrían conectar al SEN más de 89 % de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio; de los cuales más del 41 % de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como gran industria.

En la Figura 6.44 se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR.

Figura 6.43. Segmentación por tipo de proceso de Centros de Carga en etapa de estudio de conexión 2023—2025

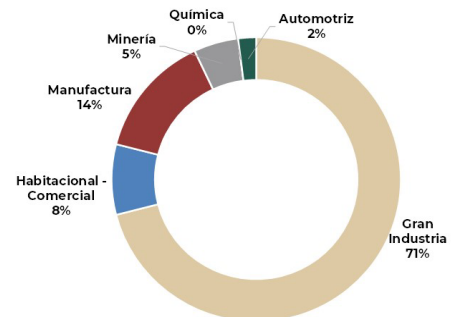
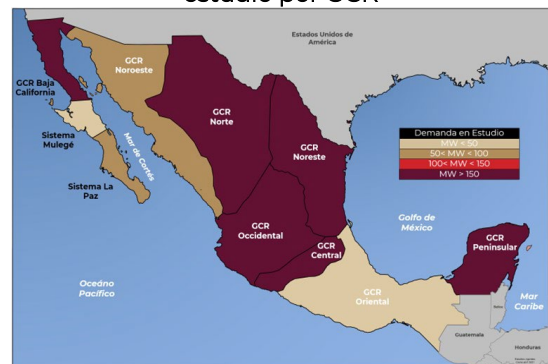


Figura 6.44. Capacidad de carga en etapa de estudio por GCR

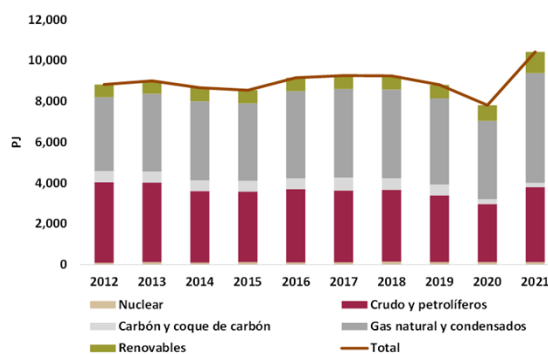


⁵⁷ SIASIC-CENACE, información al cierre de diciembre 2022.

Matriz energética 2036-2053

El consumo energético de México está basado en combustibles fósiles, debido a las necesidades energéticas del país en todos los sectores de consumo han sido abastecidas por estos combustibles. El suministro que proviene del crudo y los petrolíferos, del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo es predominante en la matriz energética nacional. En la figura 6.45 se observa la oferta interna bruta total por energético, donde en 2021 el 51.6% corresponde al gas natural y condensados, mientras que el crudo y petrolíferos representa cerca del 35.3%, cuando en 2012 representaba el 44.8%. Es importante mencionar que las renovables aumentaron su participación en 2012 al pasar de 8.1% a 11.2% en 2021.

Figura 6.45. Oferta interna bruta por energético 2012-2021



A continuación, se presentan diferentes escenarios de consumo energético en los que se consideraron cambios en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico, es decir una mayor participación de la energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y transporte.

Para lo anterior se tomó en consideración la GD-FV, la electromovilidad (EM) y los cambios tecnológicos de cargas “térmicas”, que ocupan combustibles derivados de

hidrocarburos, leña y termo-solar “no-eléctrico” (CHLS) por cargas eléctricas en el sector residencial y comercial, así como solar-no eléctrico. Dicha participación adicional en la Industria Eléctrica deriva en un cambio de Matriz Energética que se considera a partir del 2036.

En la figura 6.46 se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo cinco escenarios con diferentes premisas.

- Escenario 1: con GD-FV sin cambio de matriz energética (CME).
- Escenario 1.1: con GD-FV ampliado sin CME.
- Escenario 2: con GD-GV, con cambio en el sector vehicular del 33% de EM y 30% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 3: con GD-FV, cambio en el sector vehicular del 51% de EM y 50% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 4: con GD-FV ampliado, cambio en el sector vehicular del 81% de EM y 80% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

Los escenarios mencionados no contemplan un cambio de la Matriz Energética en el sector industrial, debido a que dicho sector requiere un mayor análisis por el cambio tecnológico en aquellos procesos industriales con potencial de sustitución de energía derivada de hidrocarburos por energía eléctrica, Lo anterior podría dar como resultado mayor eficiencia.

Un cambio acelerado en la Matriz Energética en los sectores residencial y comercial hacia la sustitución de

combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico y electromovilidad, debe ir acompañado de una alta penetración de GD, sistemas de almacenamiento residencial y modernización de las RGD hacia Redes Eléctricas Inteligentes.

Matriz energética Sector Residencial 2036-2053

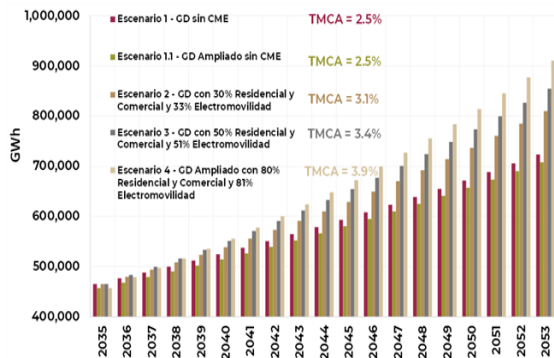
El desempeño histórico del consumo final de energía del Sector Residencial en 2021 se distribuyó de la siguiente manera: 31.4% fue por carga eléctrica y 68.6% por CHLS, esta conformación en 2012 se ubicó en 25.1% y 74.9% respectivamente.

Con relación al consumo de energía por CHLS de 2021, se ocuparon combustibles como el gas natural 3.5%, gas licuado de petróleo 30.0%, leña 30.8% y solar 4.3%. Los combustibles anteriores en su totalidad se destinan a la cocción de alimentos con 73.0% y al calentamiento de agua con 23.0%.

En la figura 6.48 se presentan tres escenarios de cambio de matriz energética con diferentes impactos: del 30%, del 50% y del 80% por sustitución de cambio tecnológico en el equipamiento de estufas y calentadores de agua, lo que significa un reemplazo de equipos térmicos (gas natural, gas licuado de petróleo y leña) por equipos eléctricos y equipos termo-solar.

Se elaboró un escenario inicial de consumo final residencial por energético el cual presentó una TMCA de 1.4% de 2036-2053. El consumo eléctrico en 2035 de 40.4% (373 PJ) pasará al 47.5% (559 PJ) en 2053, mientras que el consumo “térmico” de 59.6% (550 PJ) se ubicará en 52.5% (618 PJ) al final del horizonte, como se muestra en la figura 6.48 y 6.49.

Figura 6.46. Escenarios de consumo bruto del SEN 2036-2053

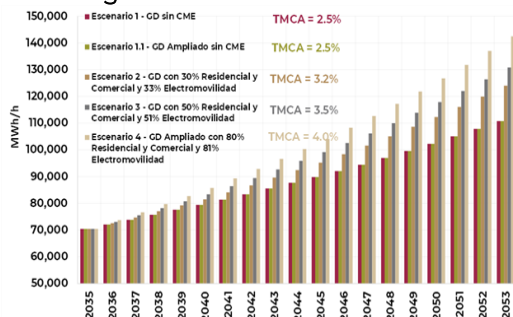


Nota: TMCA referidas a 2035.

El escenario 4 presenta la mayor tasa media de crecimiento anual del consumo bruto del SEN con 3.9%, lo que representa una mayor participación de la energía eléctrica. En este escenario se considera una mayor participación de equipamiento que usa energía eléctrica en el sector residencial y comercial, al igual que una mayor penetración de GD-FV y electromovilidad.

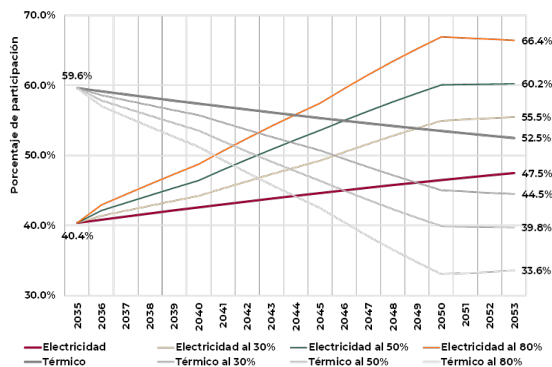
En la figura 6.47 se presentan las demandas máximas integradas brutas de energía eléctrica para los escenarios antes descritos.

Figura 6.47. Escenarios de demanda máxima integrada bruta del SEN 2036-2053



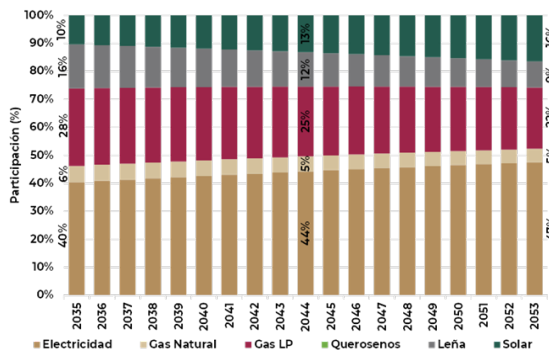
Nota: TMCA referidas a 2035.

Figura 6.48. Sector Residencial, uso final de la energía (%), escenarios de Matriz Energética 2036-2053



Nota: 2035 referencia para el CME.

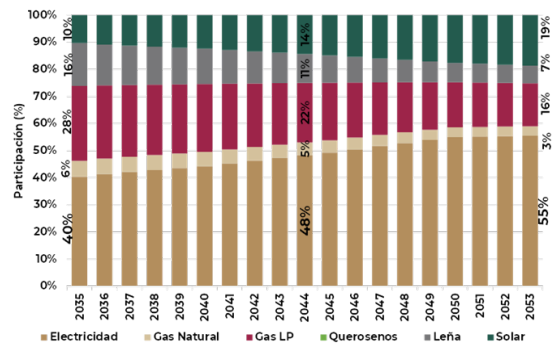
Figura 6.49. Escenario inicial, Sector Residencial (%) 2036-2053



Nota: 2035 referencia para el CME

En el escenario del 30% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético, se considera un menor impacto en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 30% de sustitución de dichos equipos. En este escenario se obtiene un crecimiento del consumo eléctrico de 2036-2053 del orden de 3.2%. Referente al consumo CHLS se obtuvo un TMCA de -0.3%. Se observa en la figura 6.50 que a partir del año 2046 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2053 la distribución será 55.5% (653 PJ) del consumo eléctrico y 44.5% (524 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 18.6% (219 PJ) es consumo termo-solar.

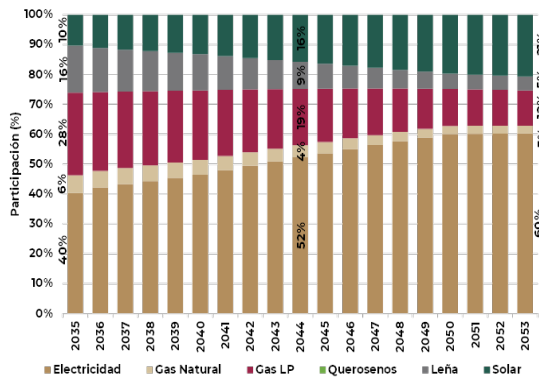
Figura 6.50. Escenario 30% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2053



Nota: 2035 referencia para el CME

Para el escenario del 50% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2036 que funcionan con gas natural, gas licuado de petróleo y leña, se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas o parrillas eléctricas y calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50% de sustitución de dichos equipos.

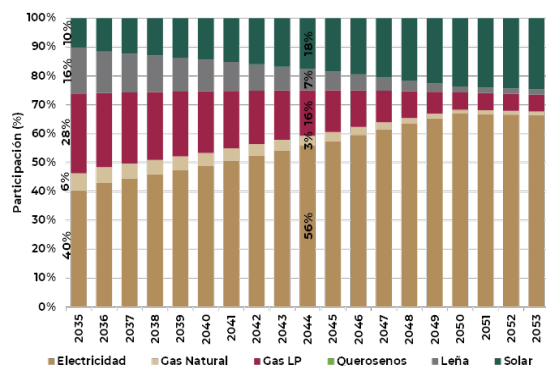
En este escenario se tiene que el consumo eléctrico para 2036-2053 crecerá con una TMCA de 3.6% y el consumo CHLS será de -0.9%. Se observa en la figura 6.51 que a partir del año 2042 el consumo eléctrico se empata con el consumo térmico y en 2053 la distribución se ubicará en 60.2% (709 PJ) de consumo eléctrico y 39.8% (468 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 20.7% (244 PJ) es consumo termo-solar.

Figura 6.51. Escenario 50% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2053


Nota: 2035 referencia para el CME.

En el escenario del 80% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 80% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario el desarrollo del consumo eléctrico para 2036 – 2053 es del orden de 4.2% y -1.8% para el consumo térmico. Se observa en la figura 6.52 que a partir del año 2041 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2053 la distribución se ubicará con 66.4% (782 PJ) de consumo eléctrico y 33.6% (395 PJ) de consumo térmico, de los cuales el 24.7% (290 PJ) es consumo termo-solar.

Figura 6.52. Escenario 80% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2053


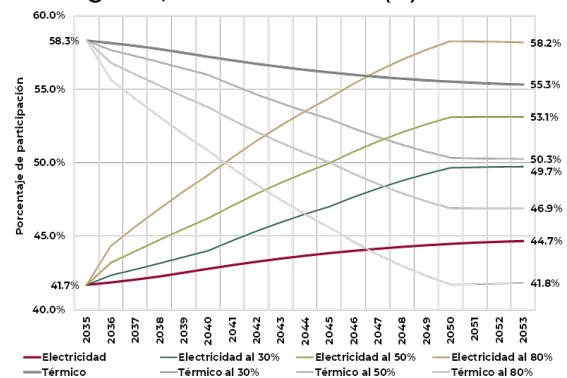
Nota: 2035 referencia para el CME.

Matriz energética Sector Comercial 2036-2053

El desempeño histórico del consumo final de energía del Sector Comercial en 2021 se distribuyó de la siguiente manera: 39% fue por carga eléctrica y 61% por carga “térmicas”, que ocupan combustibles derivados de hidrocarburos, y termo-solar “no-eléctrico” (CHS), esta conformación en 2012 se ubicó en 38.1% y 61.9% respectivamente.

Con relación al consumo de energía por CHS de 2021, se ocuparon combustibles como el gas natural 9.1%, gas licuado de petróleo 46.9% y solar 5.0%.

Al igual que el Sector Residencial, se plantean tres escenarios de cambio de matriz energética con diferentes impactos: del 30%, del 50% y del 80% por sustitución de cambio tecnológico, es decir, sustitución de equipos de calentamiento de agua y cocción de alimentos térmicos (gas natural y gas licuado de petróleo) por equipos eléctricos, dichos escenarios se muestran en la figura 6.53.

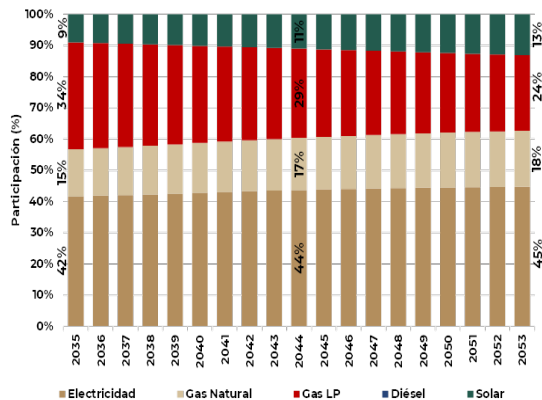
Figura 6.53. Escenarios de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2053


Nota: 2035 referencia para el CME.

Se elaboró un escenario inicial de consumo final comercial por energético, el cual

presentó una tasa media de crecimiento anual de 1.9% de 2036-2053. El consumo eléctrico en 2035 de 41.7% pasará a 44.7% en 2053; el consumo CHS de 58.3% en 2035, se ubicará en 55.3% al final del horizonte, como se muestra en la figura 6.54.

Figura 6.54. Escenario inicial, Sector Comercial (%) 2036-2053

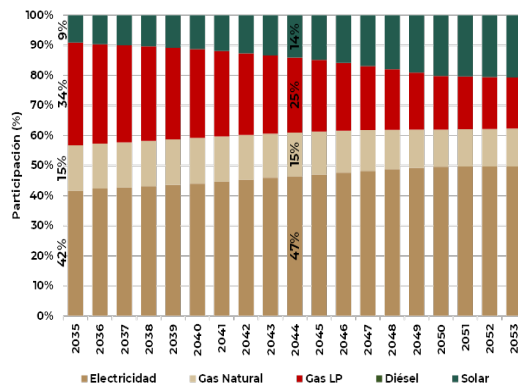


Nota: 2035 referencia para el CME.

Para el escenario del 30% de cambio matriz energética del consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un menor impacto en el cambio de equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 30% de sustitución de dichos equipos.

En la figura 6.55 se presenta el escenario del 30% de 2036-2053 con una TMCA para el consumo eléctrico de 2.9% y 1.0% de consumo térmico. La energía eléctrica en el 2035 representará el 41.7% del consumo y para 2053 se ubicará en 49.7%. Por su parte la energía termo-solar pasará del 9.1% en 2035 a 20.7% en 2053.

Figura 6.55. Escenario 30% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2053

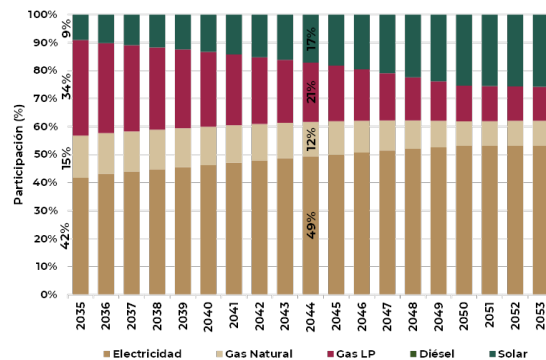


Nota: 2035 referencia para el CME.

En el escenario del 50% de cambio matriz energética de consumo final comercial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2036 que funcionan con gas natural y gas licuado de petróleo se sustituirán gradualmente por mismo número de equipos de estufas u hornos eléctricos, así como calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50% de sustitución de dichos equipos.

Se observa en la figura 6.56 que en el año 2053 el consumo eléctrico es del 53.1% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 25.8% y el restante 21.1% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

Figura 6.56. Escenario 50% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2053

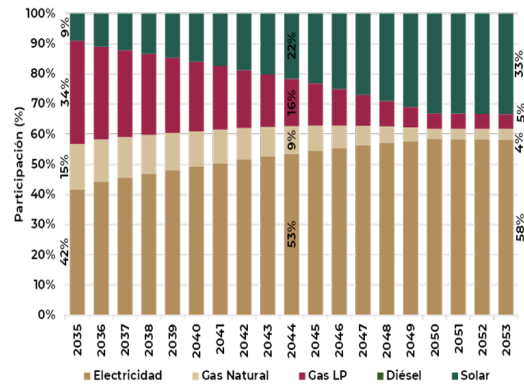


Nota: 2035 referencia para el CME.

Finalmente, en el escenario del 80% de cambio matriz energética de consumo final comercial por energético, se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas, hornos, equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 80% de sustitución de dichos equipos.

Se observa en la figura 6.57 que en el año 2053 el consumo eléctrico es del 58.2% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 33.4% y el restante 8.4% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

Figura 6.57. Escenario 80.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2053



Nota: 2035 referencia para el CME.

7

Características de los escenarios de estudio

7. Características de los escenarios de estudios

Demanda máxima de verano

De acuerdo con el comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales en las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte, Noreste, Sistema Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur (La Paz) y Mulegé. Por efecto de estos crecimientos, a nivel SIN, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:00-17:00 h, en cada huso horario regional.

Durante los niveles de demanda máxima, el sistema eléctrico 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.

En la planeación determinística de corto, mediano y largo plazos, 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 más allá de los límites establecidos, sobrecargas en Líneas de Transmisión y bancos de transformación, congestiones en las compuertas de flujo e interrupciones del suministro eléctrico o corte de carga (excepto en cargas radiales).

Los escenarios futuros propuestos para la planeación deben mostrar a través de estudios, que la RNT y las RGD del MEM se planean de tal forma que, para las condiciones de las categorías que apliquen del CdR, los Sistemas Interconectados del SEN podrán ser operados para suministrar

la energía eléctrica con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad.

Así cuando los estudios que se realicen con los escenarios propuestos, se identifiquen necesidades de requerimientos de ampliación y modernización en las RNT y las RGD del MEM, se deberán proponer las soluciones técnicas que garanticen el Suministro Eléctrico con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad.

En la Figura 7.1 se muestra con trazo en color verde el comportamiento real de la demanda del SIN en verano. Se observa que la demanda máxima ocurrió a las 21:37 h, con un valor instantáneo de 48,795 MW, un valor de 11 MW mayor que la demanda vespertina de las 16:38 h.

En la Figura 7.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima diaria en la tarde y en la noche del SIN durante 2022. Se observa que en el periodo de verano se tienen 42 % de las demandas máximas instantáneas en horario de la tarde 14-17 h, teniendo una diferencia promedio de 521 MW la máxima vespertina respecto a la máxima nocturna. En invierno, se observa que se han presentado el 100 % de las demandas máximas instantáneas en un horario entre las 19-22 h del centro, con una diferencia promedio de la máxima nocturna de 1,585 respecto a la máxima vespertina.

Figura 7.1. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2022

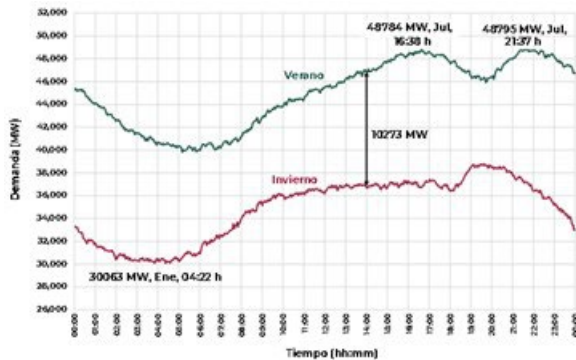
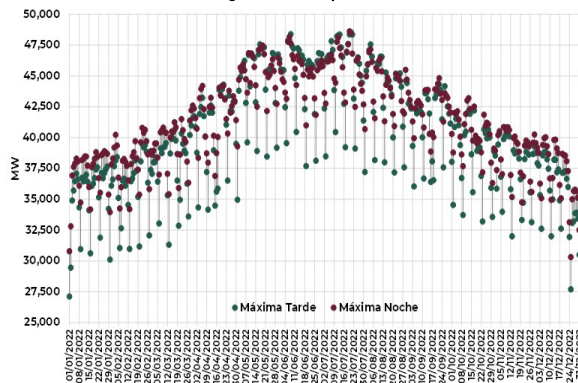
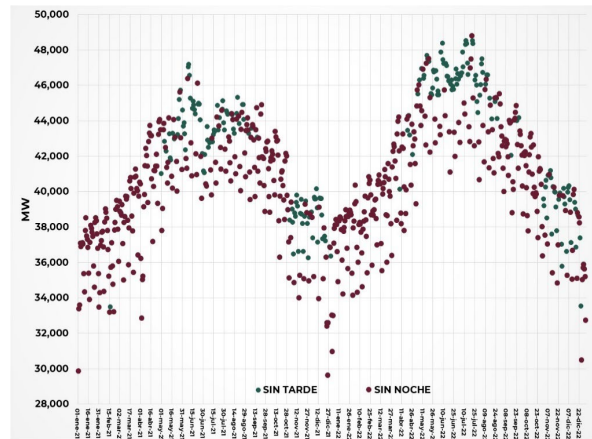


Figura 7.2. Perfil real de la demanda máxima instantánea tarde y noche por día del SIN 2022



La Figura 7.3 se muestra el comportamiento de la demanda máxima diaria del SIN durante 2020-2021. Se observa que en los periodos de mayo-agosto se tienen mayor número de días con demanda máxima instantánea en horario de la tarde 16-18 h. En el otoño-invierno de 2021, se observa que se han presentado demandas máximas de los ciertos días en un horario entre las 18-19 h del centro.

Perfil real de la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2021-2022



Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte

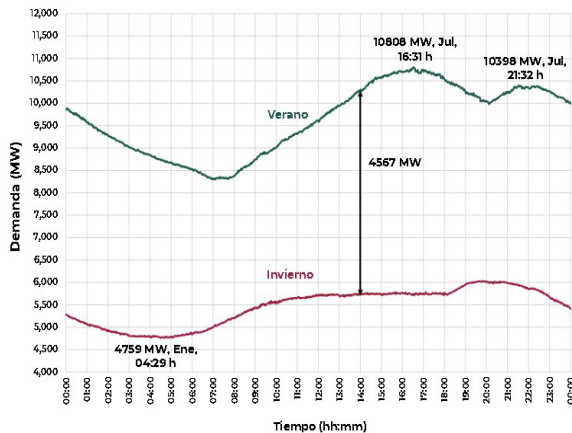
En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las GCR NOR y NTE presentan un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la Figura 7.4. En ella se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. En el verano el pico vespertino se alcanzó a las 16:31 h, con una magnitud de 10,808 MW, superior al 3.9 % del pico nocturno.

Considerando la integración gradual de generación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia con fuente primaria solar principalmente en las GCR NOR y NTE; donde se alcanza la máxima aportación de dichas Centrales Eléctricas al medio día, para después iniciar su declive 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 Gerencias, para visualizar y solucionar los riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil

de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las Centrales Eléctricas locales y factibilidades de saturación en la Red Eléctrica de transmisión.

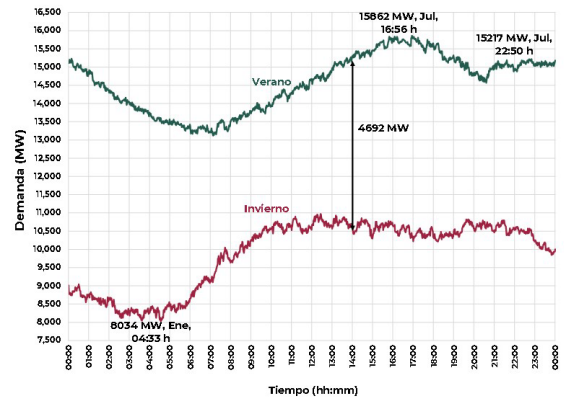
Figura 7.4. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2022



Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Norte y Noreste

La demanda máxima coincidente de las GCR NTE y NES al igual que el punto anterior presenta un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la Figura 7.5; también se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. En el verano el pico vespertino se alcanzó a las 16:56 h, con una magnitud de 15,862 MW, superior en 4.2 % al pico nocturno. El rizado que se observa se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico en la GCR NES.

Figura 7.5. Perfil real de la demanda del Norte + Noreste en el verano e invierno de 2022

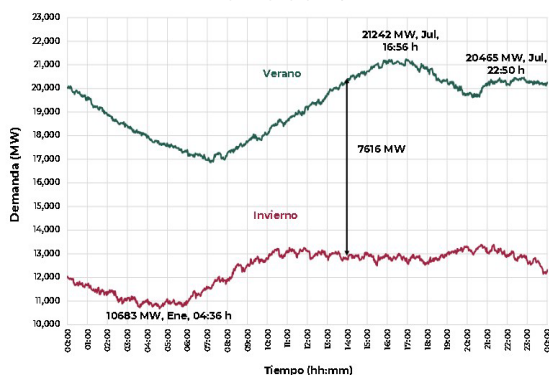


Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste

Similar al periodo mencionado en los dos puntos anteriores, en la Figura 7.6 se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. La demanda máxima coincidente de estas tres GCR presenta un pico por la tarde, a las 16:56 h, con una magnitud de 21,242 MW, superior al pico nocturno, que alcanzó 20,465 MW a las 22:50 h. El rizado que presenta la curva horaria, como se describió en el punto anterior, se debe al comportamiento intermitente del tipo de carga en la GCR NES, ver Figura 7.5.

Durante el pico nocturno al estar fuera 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 congestión en la Red Eléctrica de transmisión, en la carga de los transformadores y en la regulación de tensión.

Figura 7.6. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte + Noreste en el verano e invierno de 2022



Demanda máxima de verano en los Sistemas Interconectados Baja California, Baja California Sur y Mulegé

La operación característica de la región peninsular muestra que la demanda máxima instantánea de verano en el SIBC, SIBCS y SIM, se presentó en los meses de julio a septiembre entre las 15:00 y 17:00 h.

En 2022 la demanda máxima de verano del SIBC fue en septiembre, con una magnitud de 3,379 MW, a las 15:49 h, como se observa en la Figura 7.6.

En la Figura 7.7 se muestra el comportamiento de la demanda de verano del SIBCS, que ocurrió en julio a las 16:54 h, con un valor de 600 MW.

La demanda máxima en verano, del SIM, fue de 32 MW en agosto a las 15:51 h, como se puede ver en la Figura 7.8.

Figura 7.7. Perfil real de la demanda de SIBC en el verano e invierno de 2022

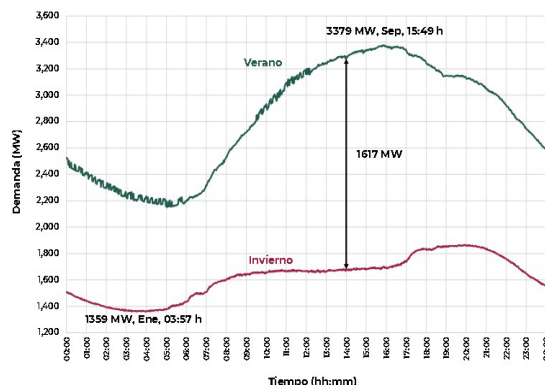


Figura 7.8. Perfil real de la demanda de SIBCS en el verano e invierno de 2022

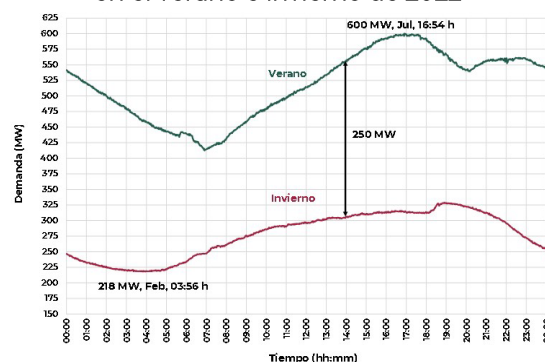
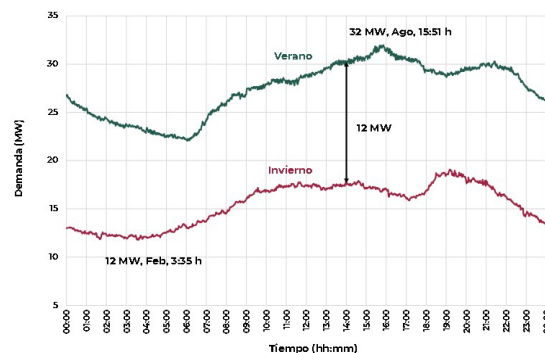


Figura 7.9. Perfil real de la demanda de SIM en el verano e invierno de 2022



Demanda máxima de invierno

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurría la demanda máxima anual de la GCR CEL y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas,

pero desde el año 2018 la demanda máxima anual se recorrió para el mes de marzo, debido a la incorporación de la zona Lázaro Cárdenas que antes estaba integrada a la GCR OCC; la demanda de la GCR CEL representa el 16.5 % de la demanda máxima integrada del SIN. Estadísticamente esta zona presenta un déficit en su balance carga–generación, el cual prevalecerá para el escenario de planeación de acuerdo con las proyecciones del PIIRCE.

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.

En la Figura 7.1 en trazo color vino se presenta el perfil horario del día en que se presenta la demanda máxima de invierno del SIN de 2022; se observa que en la época invernal la demanda máxima instantánea ocurrió a las 19:38 h.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2022 se presentó alrededor de las 04:22 h. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica 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 algunas Compuertas de Flujo. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva, inductiva y riesgos de saturación de algunas Compuertas de Flujo. En la Figura 7.1, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda, alrededor de 30,063 MW, que representan el 61.6 % de la demanda máxima de verano.

Demanda media de invierno

En esta época del año las demandas de las GCR del norte del país 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 las Compuertas de Flujo del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la Red Eléctrica de transmisión y transformación principalmente.

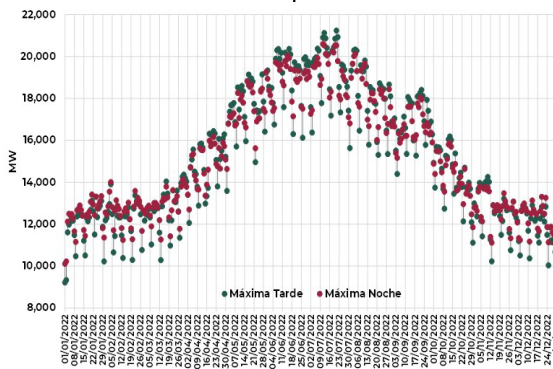
A nivel Sistema Interconectado Nacional en el 2022 se presentó una reducción en la demanda de 10,273 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h, como se muestra en la Figura 7.1.

Para las tres GCR del norte dicha reducción entre la demanda de verano e invierno de las 14:00 h, fue de 7,616 MW como se muestra en la Figura 7.5. El mismo comportamiento se presentó en los SIBC, SIBCS y SIM, con reducciones de 1,617 MW, 250 MW y 12 MW, como se ilustra en las Figuras 7.6, 7.7 y 7.8.

Comportamiento de las GCR Noroeste, Norte y Noreste en demanda máxima instantánea del SIN

La Figura 7.10 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del norte del país. Al igual que el SIN, la demanda máxima es en verano en horario de la tarde 14-18 h. El valor máximo coincidente de las tres GCR se ubicó en 21,423 MW. Se observa que en el periodo de verano se tienen 80 % de las demandas máximas instantáneas en horario de la tarde 14-18 h, teniendo una diferencia promedio de 389 MW la máxima vespertina respecto a la máxima nocturna. En invierno, se observa que se han presentado el 73 % de las demandas máximas instantáneas en un horario entre las 19-24 h del centro, con una diferencia promedio de la máxima instantánea nocturna de 1,585 respecto a la máxima vespertina.

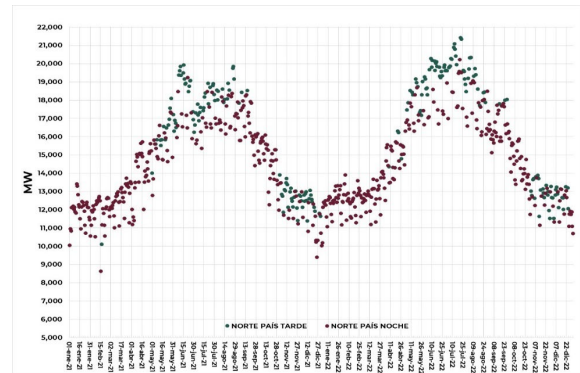
Figura 7.10. Perfil real de la demanda máxima instantánea tarde y noche por día, GCR del norte 2022 del país en el SIN



La Figura 7.11 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del norte del país coincidente con la demanda máxima diaria del SIN. A diferencia del SIN, la demanda máxima en 2022 se presentó en verano en horario de la tarde 16-17 h. El valor máximo coincidente de las tres GCR, para una demanda máxima instantánea no coincidente con el SIN se presenta el 21 de julio de 2022, esto es al día siguiente de la demanda máxima instantánea del SIN, esto

puede ocurrir cuando se presentan días consecutivos con alta temperatura y la inercia térmica en el norte del país ocasiona que se presenten mayores demandas.

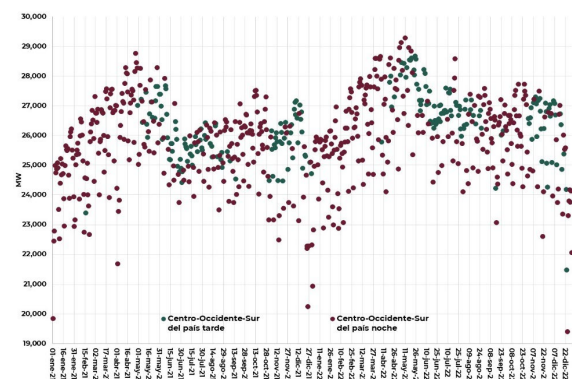
Figura 7.11. Perfil real de la demanda máxima instantánea por día, GCR del norte 2021-2022 del SIN



Comportamiento de las GCR Central, Oriental, Occidental y Peninsular en demanda máxima instantánea del SIN

La Figura 7.12 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del occidente al sur del país coincidente con la demanda máxima diaria del SIN. Se observa un comportamiento menos estacional que las GCR del norte, es decir el factor de carga de estas es más alto.

Figura 7.12. Perfil real del occidente al sur país en la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2021-2022



8

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 CFE
Transmisión

8. 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 CFE Transmisión

Priorización de Proyectos Instruidos por SENER a CFE Transmisión

Como se establece en la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones para la construcción y operación de infraestructura eléctrica necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía 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.

De 2015 a 2022, la SENER ha autorizado 202 proyectos de ampliación y modernización de la RNT, en donde 201 proyectos fueron instruidos a CFE Transmisión.

Del total de proyectos instruidos a CFE Transmisión, tres de ellos se encuentran cancelados, cinco proyectos están pausados o por cancelar, y dos requieren cancelación debido a que se tienen instruidos proyectos que atienden la misma problemática de forma óptima.

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, por lo cual se ha realizado la priorización de proyectos instruidos por SENER, utilizando los siguientes criterios:

- Proyectos que resuelven problemática de saturación en Red Eléctrica completa:
 - Saturación existente
 - Saturación más próxima 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 la Confiabilidad del SEN para evitar sobrecargas en diferentes condiciones operativas o sobrevoltajes ante bajas transferencias de potencia o bajas demandas

- 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 cambio de metas físicas o indefinidos.

También para la priorización de proyectos, se toma en cuenta la conveniencia desde punto de vista constructivo de agrupar los instruidos, como son de compensación reactiva capacitiva, a fin realizar su proceso de licitación de una forma más eficiente, CFE informa a CENACE sobre esta consideración.

En el Cuadro 8.1.1 se presentan los proyectos instruidos de ampliación y modernización de la RNT que se reportan como concluidos y energizados, así como aquellos que están en ejecución o construcción.

En el Cuadro 8.1.2 se muestran los proyectos instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional.

Adicionalmente, en el Cuadro 8.1.3 se indican los proyectos instruidos que cuentan con recursos asignados vía PIDIREGAS asignados en Presupuesto de Egreso de la Federación (PEF) 2021 y 2022.

Consecutivamente, en el Cuadro 8.1.4 se presenta el resto de los proyectos instruidos por orden de prioridad, que están en distintas fases como actividades previas, elaboración de documentación para autorización, inicio de concurso, pendientes en asignación de recursos y pendientes para su inclusión en el mecanismo de planeación de la CFE.

Posteriormente, en el Cuadro 8.1.5 se identifican los proyectos cancelados y pausados de Ampliación y Modernización de la RNT.

Finalmente, en el Cuadro 8.1.6 se identifican los proyectos instruidos que incluyen elementos de transmisión flexibles: nueve CEV's para modernización, tres CEV's nuevos, 13 STATCOM nuevos y modernización de 13 Capacitores Serie; y equipos con tecnologías de REI en su alcance de obras.

Los proyectos listados en Cuadros 8.1.1 al 8.1.3 no son priorizados dado que se encuentran en proceso constructivo, o se consideran con prioridad sobre los demás debido al recurso económico asignado.

En los Cuadros mencionados, se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión en marzo 2023 como establece el artículo 8 del Reglamento de la LIE, en su "Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT".

Además, los modelos de planeación del CENACE consideran la fecha de entrada en operación factible estimada por CFE Transmisión del Informe mencionado.

Cuadro 8.1.1. Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT instruidos por la SENER terminados y en proceso de construcción.

ESTATUS	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Terminado	Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13-feb-20	100	2017
Terminado	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30-dic-19	100	2017
Terminado	Mezquital MVar (traslado)	P18-MU3	abr-18	09-feb-21	100	2018
Terminado	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09-jun-21	100	2018
Terminado	El Carrizo MVar (traslado)	M16-NO1	abr-18	17-dic-21	100	2017
Terminado	Recreo MVar	P18-BS6	abr-21	22-dic-21	100	2018
Terminado	Jiménez, Las Norías y San Fernando MVar	P18-NE8	abr-18	25-jun-22	100	2018
Terminado	Quilá MVar (traslado)	P18-NO1	abr-18	20-dic-22	100	2018
Terminado	Frontera Comalapa MVar	P17-OR9	abr-17	24-mar-23	100	2017
Ejecución o Construcción	Potrerrillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	dic-23	65.1	2016 y 2017
Ejecución o Construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	may-24	48.7	2017
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	57.3	2017
Ejecución o Construcción	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	M18-SIN1	dic-19	jun-26	0	2018
Ejecución o Construcción	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	dic-23	35.3	2018
Ejecución o Construcción	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	dic-23	43	2018
Ejecución o Construcción	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-ORI	abr-19	dic-24	38.9	2018
Ejecución o Construcción	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-24	41	2018
Ejecución o Construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	dic-24	37	2018
Ejecución o Construcción	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	M15-CE2	abr-18	dic-23	34.5	2018
Ejecución o Construcción	Donato Guerra MVar (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	dic-23	34.5	2017
Ejecución o Construcción	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	dic-23	42.5	2018
Ejecución o Construcción	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	sep-23	47.8	2018
PIDIREGAS PEF 2021 Ejecución o Construcción	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	45.7	2018

Cuadro 8.1.2. 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.

	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
ES1	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	dic-24	0	2021 (febrero)
ES2	Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC-R	oct-23	oct-24	0	2021 (febrero)
ES3	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	oct-24	0	2021 (febrero)
ES4	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	nov-24	0	2021 (febrero)
ES5	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	oct-24	0	2021 (febrero)
ES6	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	oct-24	0	2021 (febrero)

Cuadro 8.1.3. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER con recursos PIDIREGAS

	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
PIDIREGAS PEF 2021	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-ORI	abr-17	sep-25	0	2018
PIDIREGAS PEF 2021	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	ene-25	0	2015 y 2018
PIDIREGAS PEF 2021 Ejecución o Construcción	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	45.7	2018
PIDIREGAS PEF 2021	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	oct-24	0	2018
PIDIREGAS PEF 2021	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	ene-25	23.9	2018
PIDIREGAS PEF 2021	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	ene-25	0	2018
PIDIREGAS PEF 2021	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	dic-25	0	2019
PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	oct-25	9.7	2019
PIDIREGAS PEF 2022	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	nov-25	6.6	2021 (febrero)
PIDIREGAS PEF 2022	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	dic-25	0	2019
PIDIREGAS PEF 2022	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	feb-25	0	2021 (julio)
PIDIREGAS PEF 2023	Paso del Norte Banco 2	P22-NTI	abr-26	ago-28	0	2022
PIDIREGAS PEF 2023	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NEI	abr-23	ago-28	0	2022
PIDIREGAS PEF 2023	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-ORI	abr-21	ago-28	0	2022
PIDIREGAS PEF 2023	Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OCI	abr-25	ago-28	0	2022

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
1	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	ago-24	14.4	2016
2	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	jun-24	0	2019
3	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	ene-25	0	2019
4	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-24	0	2019
5	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	feb-25	15	2019
6	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-24	0	2018
7	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	dic-31	0	2019
8	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	ene-25	12.3	2019
9	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-27	0	2019
10	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-ORI	abr-19	nov-30	0	2017
11	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	jun-24	1.1	2018
12	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	ene-24	0	2015
13	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	oct-24	0	2017
14	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	abr-24	0	2019
15	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	nov-23	0	2018
16	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	jun-24	0	2019
17	Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)	P16-PE2	mar-20	ene-25	0.2	2016 y 2017
18	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	ago-24	0	2016 y 2017
19	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-27	0	2019
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-27	0	2018
21	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-ORI	abr-20	ago-29	0	2021 (julio)
22	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	dic-23	0	2015
23	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	jun-24	0	2019
24	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
25	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-28	0	2018
26	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-30	0	2018
27	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-27	0	2017
28	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-28	0	2018
29	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-28	0	2018
30	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-26	0	2019
31	Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-30	0	2021 (julio)
32	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	abr-29	0	2021 (febrero)
33	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
34	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-29	0	2021 (febrero)
35	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-ORI	abr-17	feb-29	0	2015 y 2018

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
36	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	jul-24	15	2019
37	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-24	15	2019
38	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-27	0	2018
39	Rubi entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-27	0	2018
40	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-28	0	2017
41	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-29	0	2021 (julio)
42	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-28	0	2018
43	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-28	0	2018
44	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVar)	P17-OR4	abr-21	sep-24	0	2017
45	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-27	0	2018
46	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-30	0	2021 (julio)
47	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-26	0	2017
48	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-29	0	2018
49	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	abr-28	0	2018
50	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-30	0	2018
51	Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)
52	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-28	0	2021 (julio)
53	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	abr-28	0	2021 (febrero)
54	Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	0	2021 (julio)
55	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-28	0	2018
56	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	0	2021 (julio)
57	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-26	0	2019
58	Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	abr-28	0	2021 (julio)
59	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	Por definir	0	2022
60	Tabasco Potencia MVar (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-26	0	2017
61	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
62	Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	Por definir	0	2022
63	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	abr-29	0	2021 (febrero)
64	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	dic-28	0	2021 (febrero)
65	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)
66	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-28	0	2021 (febrero)
67	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)
68	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)
69	Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)
70	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-29	0	2021 (febrero)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
71	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-29	0	2021 (febrero)
72	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)
73	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-29	0	2021 (julio)
74	Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-28	0	2021 (julio)
75	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-27	0	2021 (febrero)
76	Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-19	ago-27	0	2018
77	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-29	0	2021 (julio)
78	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-20	nov-27	0	2018
79	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	abr-27	0	2017
80	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-27	0	2019
81	Alvarado II y San Andrés II MVAR	P16-OR2	abr-16	sep-26	0	2017
82	Viñedos MVAR	P19-NO1	abr-20	may-26	0	2019
83	Loreto MVAR	P17-BS1	abr-19	ago-27	0	2018
84	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	dic-27	0	2021 (febrero)
85	Cerro Cañedo MVAR	P20-NO4	abr-24	ago-27	0	2021 (febrero)
86	Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-30	0	2021 (julio)
87	Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)
88	Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	ago-29	0	2021 (julio)
89	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)
90	Izúcar de Matamoros MVAR	P16-OR1	abr-16	sep-26	0	2017
91	Amozoc y Acatzingo MVAR	P17-OR6	abr-18	sep-27	0	2017
92	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
93	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-28	0	2021 (febrero)
94	Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)
95	Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	Por definir	0	2022
96	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	Por definir	0	2022
97	Pericos MVAR	P20-NO5	abr-24	feb-24	0	2021 (febrero)
98	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-28	0	2021 (febrero)
99	Juan José Ríos MVAR	P20-NO3	abr-24	feb-24	0	2021 (febrero)
100	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)
101	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)
102	Esfuerzo MVAR	P17-OR7	abr-19	nov-26	0	2017
103	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	abr-28	0	2021 (julio)
104	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	abr-28	0	2021 (julio)
105	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-28	0	2021 (julio)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
106	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-33	0	2021 (febrero)
107	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	abr-30	0	2021 (febrero)
108	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-ORI	abr-19	abr-28	0	2021 (febrero)
109	Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-ORI	dic-23	dic-28	0	2021 (julio)
110	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-28	0	2021 (julio)
111	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-29	0	2019
112	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	abr-27	0	2021 (febrero)
113	Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)
114	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	oct-27	0	2021 (febrero)
115	Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	Por definir	0	2022
116	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	Por definir	0	2022
117	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	Por definir	0	2022
118	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-27	0	2018
119	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	ago-27	0	2018
120	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-26	0	2019
121	Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)
122	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)
123	Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-29	0	2021 (febrero)
124	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)
125	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)
126	Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)
127	Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vicam	M21-NO2	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)
128	Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-ORI	dic-19	dic-27	0	2021 (febrero)
129	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-ORI	dic-18	may-26	0	2019
130	Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-29	0	2021 (julio)
131	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-28	0	2017
132	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	dic-28	0	2021 (febrero)
133	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-30	0	2021 (febrero)
134	Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	Por definir	0	2022
135	Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	Por definir	0	2022
136	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-29	0	2021 (febrero)
137	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	Por definir	0	2022
138	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	Por definir	0	2022
139	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	Por definir	0	2022
140	Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	Por definir	0	2022
141	Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-29	0	2021 (julio)

Cuadro 8.1.5. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER y con estado de cancelados, pausados y fuera de cartera de CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
				Fecha Factible de Término	Estatus		
Pausado	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	-	Fuera de las prioridades para la RNT	2016	-
Pausado	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	-	Fuera de las prioridades para la RNT	2016 y 2018	-
Pausado	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	may-21	-	Fuera de las prioridades para la RNT	2017	-
Pausado	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	abr-22	-	Fuera de las prioridades para la RNT	2017	-
Requiere cancelación	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	-	-	No cuenta con autorización para su inclusión al mecanismo de planeación, ni autorizaciones	2018	Proyecto reemplazado por instruido P15-PE1 "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II"
Requiere cancelación	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	-	Fuera de las prioridades para la RNT	2018	Proyecto reemplazado por instruido P21-OR2 "Suministro de Energía en Morelos"
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	-	2015	-
Cancelado	Interconexión Baja California - SIN	P16-BCI	-	-	-	2015	Proyecto no instruido a CFE Transmisión
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015	-
Cancelado	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	-	2015 y 2016	Proyecto reemplazado por instruido P18-OR1 "Suministro de Energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz"

Cuadro 8.1.6. Identificación de los Proyectos con elementos y equipos en la RNT de Red Eléctrica Inteligente instruidos por la SENER

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	57.3	2017
Ejecución o Construcción	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	jun-26	0	2018
PIDIREGAS PEF 2022	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	feb-25	0	2021 (julio)
PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	oct-25	9.7	2019
PIDIREGAS PEF 2022	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	nov-25	6.6	2021 (febrero)
4	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-24	0	2019
8	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	ene-25	12.3	2019
10	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-30	0	2017
21	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	ago-29	0	2021 (julio)
33	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
53	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	abr-28	0	2021 (febrero)
56	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAR): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	0	2021 (julio)
61	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)
63	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	abr-29	0	2021 (febrero)
93	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-28	0	2021 (febrero)
98	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-28	0	2021 (febrero)

Impacto en la GCR Central

Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya

El proyecto “Atlacomulco Potencia – Almoloya (tendido del segundo circuito)” con PEM M15-CE2, fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para reforzar el suministro de la región poniente del Estado de México que es dependiente de los Corredores de transmisión Palizada – Yebucibí – Atlacomulco Potencia y Jilotepec – San Sebastián – Atlacomulco en el nivel de tensión de 115 kV.

La finalidad del proyecto es garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de las zonas de distribución Atlacomulco y Valle de Bravo, 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 2018 por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en abril de 2021. Sin embargo, recientemente la CFE reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta diciembre de 2023, según lo comunicado, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

Actualmente el suministro de energía eléctrica hacia las zonas Atlacomulco y Valle de Bravo está soportado por dos SE de la Red Eléctrica troncal de 400 kV y dos en el nivel de 230 kV. En la zona Valle de Bravo se cuenta con dos transformadores de relación 400/115 kV instalados en la SE Donato Guerra, mientras que en la zona Atlacomulco se tiene instalado un transformador de 400/115 kV ubicado en la SE Atlacomulco Potencia y, un

autotransformador adicional en la SE Jilotepec Potencia. de relación 230/115 kV; finalmente, de menor soporte al suministro se tiene la SE Nochistongo con un autotransformador de relación 230/115 kV.

Se ha identificado que, durante las condiciones de demandas media y máxima, en la zona poniente del Estado de México y ante la eventual contingencia sencilla de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20) de la Red Eléctrica troncal de 400 kV, se presentarían bajas tensiones no operables por debajo de 100 kV en las zonas Atlacomulco y Valle de Bravo en la Red Eléctrica de 115 kV.

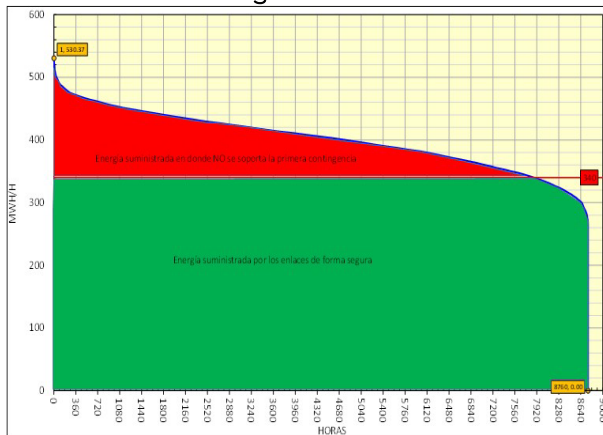
Por lo anterior, ante contingencia, los circuitos de 115 kV, asociados a las Zonas Atlacomulco y Valle de Bravo, son susceptibles a problemáticas control de voltaje que ponen en riesgo la Continuidad y Calidad del suministro. Esto puede representar afectaciones de cargas del tipo industrial, comercial y residencial, que en su conjunto representa cerca del 6.6 % del consumo de energía eléctrica de la Red Eléctrica asociada al ámbito de la GCR Central con un monto de demanda eléctrica que llega a los 577 MW.

Al diferirse el proyecto instruido hasta octubre de 2023, se podrán presentar cortes del suministro de energía eléctrica en la zona Atlacomulco, ante la eventual salida de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20).

En la Figura 8.2.1 se muestra la curva de duración de la carga suministrada por los equipos de transformación en 400/115 kV de las SE Atlacomulco Potencia y Donato Guerra y los equipos de transformación en 230/115 kV en Jilotepec Potencia y Nochistongo durante 2022, en donde se observa que, en aproximadamente 7,920 horas lo que equivale al 92 % del tiempo, se

operó en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de transmisión de la Red Eléctrica asociada superó los 340 MW.

Figura 8.2.1. Curva de duración de la energía eléctrica suministrada por los equipos de transformación de Atlacomulco Potencia, Donato Guerra, Jilotepec Potencia y Nochistongo en el año 2022



Donato Guerra MVar (traslado)

El proyecto “Donato Guerra MVar (traslado)” con PEM P15-CE1 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para prevenir, durante los escenarios de demandas mínimas extremas, voltajes por arriba de 420 kV en la SE Donato Guerra (DOG) y Red Eléctrica asociada en 400 kV.

La propuesta tiene como objetivo mitigar las altas tensiones de la zona de influencia, insertando compensación reactiva inductiva en la SE Donato Guerra, con la finalidad de preservar condiciones operativas para la transmisión y evitar la segregación de Red Eléctrica de 400 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en diciembre de 2019.

Se han realizado actualizaciones en su Fecha de Entrada en Operación Factible, en la última versión por parte de CFE se estima su entrada en operación, para diciembre de

2023, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

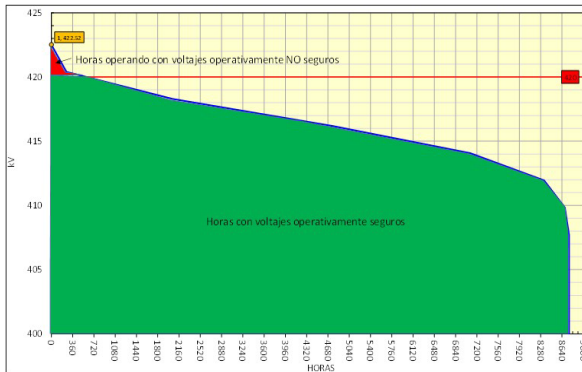
El corredor que va desde la SE Lázaro Cárdenas Potencia hasta las SE Nopala y San Bernabé en el anillo de 400 kV de la GCR Central, tiene una longitud aproximada de 350 km, en escenarios de poca demanda los flujos de potencia por las Compuertas de Flujo son mínimos, y debido a las características eléctricas de las Líneas de Transmisión, aportan potencia reactiva capacitiva hacia la Red Eléctrica de transmisión del ámbito de la GCR Central, provocando el incremento en el perfil de tensión. Esta infraestructura actualmente no cuenta con compensación reactiva inductiva en toda su trayectoria, agotando los recursos disponibles para el control de tensión de la zona, que se basan principalmente en las unidades de las CE Petacalco y Tula y en las SE Nopala y Topilejo, las cuales cuentan cada una con un CEV de capacidad +300/-90 MVar. Es importante mencionar que esta estrategia no es completamente efectiva para disminuir los niveles de tensión debido a la lejanía de la CE Tula de las Subestaciones Eléctricas (fuera del anillo de 400 kV) que presentan elevadas tensiones, como es la SE Donato Guerra, así como las SE Agustín Millán II y Atlacomulco Potencia en 400 kV.

Como estrategias operativas adicionales para reducir las altas tensiones, se ha recurrido a la apertura secuencial de Líneas de Transmisión de Compuertas de Flujo interregionales de transmisión en el nivel de 400 kV, además de cables de potencia en las Redes Eléctricas de 230 kV y 85 kV, no obstante, la Red Eléctrica queda más expuesta a contingencias que pueden causar la pérdida de Compuertas de Flujo completos con otras GCR, operando la Red Eléctrica con Compuertas de Flujo débiles por la falta de acoplamiento entre regiones de transmisión.

Al diferirse el proyecto instruido hasta octubre de 2023, se seguirá operando sin un control de tensión local en las regiones que presentan las tensiones más elevadas (detrimento de la Calidad del suministro) y, ante la posible afectación de carga, el fenómeno puede escalar alcanzando una zona más amplia de afectaciones en el suministro de energía eléctrica.

En la Figura 8.2.2 se muestra la curva de duración de tensión en la SE Atlacomulco Potencia en 400 kV durante el año 2022 (valores históricos), en donde se observa que, en aproximadamente 600 horas al año, se opera en Estado Operativo de Alerta ya que el perfil de tensión en la SE Atlacomulco Potencia, excede los 420 kV.

Figura 8.2.2. Curva de duración de tensión en la Subestación Eléctrica Atlacomulco Potencia en 400 kV en 2022



Línea de Transmisión 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 Sistema Eléctrico Nacional.

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 mayo de 2028, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que se tienen las autorizaciones de CFE, sin embargo, está pendiente la asignación de recursos.

El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango en 85 kV está soportado por tres Subestaciones Eléctricas 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 permite el 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.

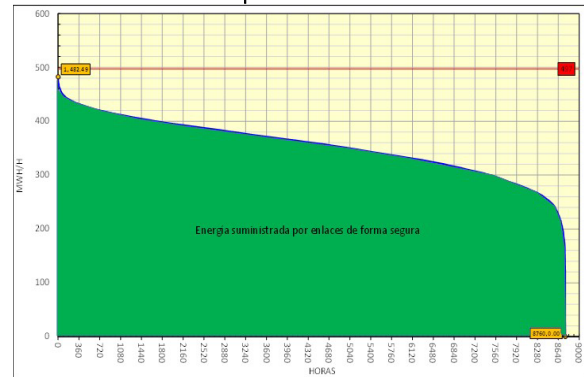
Por otro lado, la SE Remedios en 230 kV suministra energía eléctrica a los Centros de Carga del Corredor Remedios – Atenco de 230 kV pertenecientes a la zona de distribución Toluca.

Debido al crecimiento natural de la demanda en la zona de Toluca y Tenango, en la Figura 8.2.3 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 2022, no se superó el límite de 497 MW, sin embargo, se alcanzó el 97 % de la capacidad de transmisión de la LT Deportiva - Toluca (93710). Respecto a lo anterior, se espera en el corto plazo que 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, dado que en años anteriores ya se han presentado escenarios en donde la capacidad de transmisión del circuito 93710 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, el cual ya fue instruido.

Actualmente existe un pequeño margen de seguridad para evitar la saturación de la LT 93710, por lo que, de diferirse el proyecto hasta mayo de 2026, se corre el riesgo de afectación de altos montos de carga, ante contingencia sencilla 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.

Figura 8.2.3. Curva de duración de la energía eléctrica suministrada por las Líneas de Transmisión Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93710 – Deportiva en el año 2022



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 Sistema Eléctrico Nacional.

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 CFE le reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta diciembre de 2029 y está pendiente la asignación de recursos, 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 concentrada más grande 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 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.

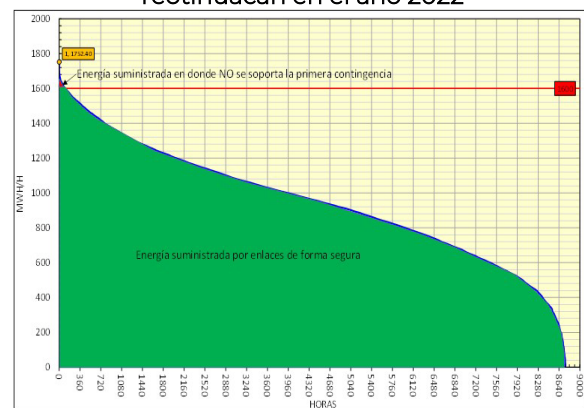
Particularmente, las SE Teotihuacán y Texcoco de 400 kV son nodos de enlace con LT inter-gerencia, es decir, son Subestaciones Eléctricas receptoras de energía eléctrica desde inyección por generación externa, específicamente desde la zona del Golfo de México. A través de estas dos Subestaciones Eléctricas se reciben montos de energía eléctrica que pueden superar a los 3,000 MW. Por lo que recientemente fue declarada compuerta del SIN.

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 flujos de potencia activa 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 Red Eléctrica de transmisión en 400 y 230 kV. 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.

Debido a los constantes Wstados 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 8.2.4 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 2022, se superó el límite de 1600 MW durante aproximadamente 100 horas al año, con lo que se opera durante estos periodos de tiempo en Estado de Alerta.

Figura 8.2.4. Curva de duración de la energía eléctrica suministrada por las Líneas de Transmisión Teotihuacán – A3W10/A3W20 – Teotihuacán en el año 2022



Impacto en la GCR Oriental

Suministro de energía eléctrica en la Zona Huatulco y Costa Chica

El proyecto con PEM P19-OR3 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 para suministrar la demanda de energía eléctrica de la Zona de Huatulco y la Costa Chica de Guerrero y fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión en 2019 con fecha de entrada en operación en marzo de 2021.

Para el actual ejercicio de PAMRNT 2023-2037, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para octubre de 2024, además informó que el proyecto tiene recursos asignados para su

ejecución y en etapa de contratación en 2023.

Es importante mencionar que las costas de los estados de Guerrero y Oaxaca forman parte de las Zonas de Carga Acapulco y Huatulco respectivamente. Ambas zonas dependen para su suministro de energía eléctrica de Red Eléctrica en nivel de tensión de 115 kV. Las únicas fuentes que alimentan esta Red Eléctrica son las SE Quemado, Ciénega y Juchitán II con transformación instalada de relación 230/115 kV. Sin embargo, estos puntos de alimentación se encuentran a grandes distancias de Subestaciones Eléctricas ubicadas en las Zonas Acapulco y Huatulco, las cuales alimentan Centros de Carga residenciales, comerciales e industriales, centros turísticos y poblaciones como Huatulco, Puerto Escondido, Pinotepa Nacional y Ometepepec.

Tomando como referencia la SE Pochutla en 115 kV cuya ubicación es el punto de interconexión de las tres fuentes mencionadas, se tiene que las SE Quemado, Juchitán II y la Ciénega se encuentran a una distancia aproximada de 394 km, 215 km y 160 km respectivamente.

Debido a las grandes distancias entre las fuentes de energía eléctrica, por definición se tiene una deficiencia de soporte de potencia reactiva que permitiría el soporte de tensión (Calidad del suministro), por lo que, ante la salida de alguna Línea de Transmisión ya sea por falla o mantenimiento (contingencia sencilla), se presentan actualmente afectaciones del suministro derivado de la acción de esquemas automáticos de DAC como una medida emergente para preservar el funcionamiento del sistema y evitar la ocurrencia de la afectación total del servicio. debido a problemáticas por estabilidad de voltaje en la zona.

La CSS es en la Red Eléctrica de 115 kV y corresponde a la salida de la LT Quemado - Papagayo, ya que de ocurrir se forma una trayectoria radial de 360 km desde Pochutla hasta Papagayo, lo que provoca abatimientos de tensión que a su vez ocasionan afectaciones de carga en las Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica asociada por acción del EAR.

En el año 2022 se tuvo registro que durante 8,760 horas (100 % del año) se mantuvo el riesgo de afectación de carga por bajas tensiones ante contingencia sencilla de LT en 115 kV. Por lo anterior, se tienen implementados EAR, los cuales, hoy en día se observa que son insuficientes para evitar tensiones fuera de límites permisibles operativos. Por otro lado, cabe mencionar que incluso en condiciones de Red Eléctrica completa, se tienen problemas de regulación de tensión que pueden ocasionar daño a equipos que no son susceptibles a las variaciones constantes de tensión.

La ocurrencia de fallas en la Red Eléctrica de 115 kV de las zonas geográficas de Costa Chica y Huatulco es frecuente, tal como se muestra en el registro histórico del Cuadro 8.3.1. en donde se puede observar que se han presentado 471 eventos de salida de Línea de Transmisión, de los cuales en 307 de ellos se presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica (carga) desde 2014 al cierre del 2022.

Cuadro 8.3.1. Registro histórico de eventos de disparos o salida de LT (con y sin afectación de demanda) 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
Total	307	164	2,508

De acuerdo con lo comentado previamente, para evitar la continua afectación a los usuarios se requiere la construcción de la obra "Suministro de energía eléctrica en la Zona Huatulco y Costa Chica", y en caso de continuar difiriéndose dicha obra, continuarán las afectaciones de carga en la Costa Chica de Guerrero y la zona Huatulco, ante contingencia sencilla de LT, aumentándose los montos de ENS derivado del crecimiento natural de la demanda, así como los problemas para controlar el nivel de tensión a valores operables, inclusive en condiciones de Red Eléctrica completa.

Finalmente, cabe mencionar que el proyecto propuesto tiene la ventaja de que no podría estar sometido a problemáticas sociales al ampliar o adquirir derechos de paso, considerando que se trata de equipos de compensación dinámica en las Subestaciones Eléctricas, esto reduce la posibilidad de retrasos, ya que no se deberán presentar problemas que provoquen retrasos en su construcción.

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 del Sureste hacia el centro del país, con la Confiabilidad requerida para el suministro de energía eléctrica. La energía eléctrica proviene principalmente de las CH (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y de las Centrales EO ubicadas en el Istmo de Tehuantepec. Esta generación se encuentra instalada en los estados de Tabasco, 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 2017) para su construcción por parte de CFE.

Durante el PAMRNT 2021-2035 CFE Transmisión reportó para este proyecto una Fecha de Entrada en Operación Factible para noviembre de 2025, sin embargo, para el PAMRNT 2022-2036 reportaron una Fecha de Entrada en Operación Factible para noviembre de 2026. Actualmente, conforme al informe pormenorizado de CFE Transmisión la nueva Fecha de Entrada en Operación Factible para noviembre de 2030, se informó que el proyecto tiene las autorizaciones de CFE, pero aún no se le asignan recursos para su ejecución.

El proyecto consiste en el reemplazo de equipo terminal en subestaciones (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 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 Eólica e Hidráulica, 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, una restricción de transmisión se presenta en el Corredor de transmisión 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 histórico en el año 2022, se puede observar que durante 2213 horas (25 % del año), se mantuvo en riesgo de afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), esto representa un monto de 514, 938 MWh, tal como se muestra en Figura 8.3.1.

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 2022 el flujo en la compuerta se mantuvo cercano al límite, especialmente en los meses de marzo y abril de 2022, tal como se muestra en Figura 8.3.2.

La importancia del Corredor de transmisión entre las regiones Coahuila y Temascal radica en que conforma uno de las Compuertas principales de la región Sureste de la República Mexicana, esta Compuerta de Flujo permite la transmisión de la generación producida por las CH 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 el Cuadro 8.3.2.

Figura 8.3.1. Curva característica de Flujo de potencia en el Corredor de transmisión Ixtepec Potencia > Juile durante 2022

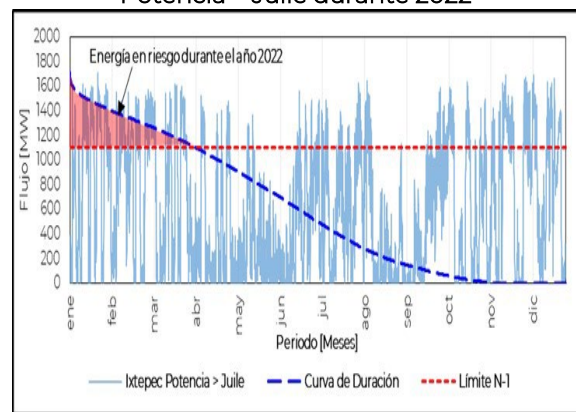
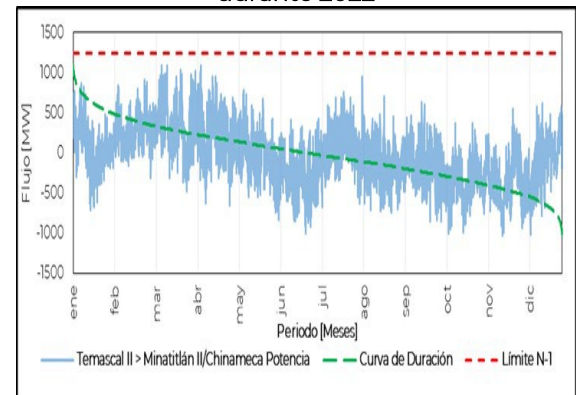


Figura 8.3.2. Curva característica de Flujo de potencia en el Corredor de transmisión Temascal II > Minatitlán II y Chinameca Potencia durante 2022



Cabe mencionar que el nivel de exigencia de la Confiabilidad en Red Eléctrica de 400

kV es mayor, debido que por medio de estos Corredores de transmisión se transportan grandes bloques de energía eléctrica que permiten el suministro a extensas regiones del país.

Por lo cual, al seguir difiriendo la construcción de este proyecto se expone a

los usuarios finales de las regiones Sureste y Centro de la República Mexicana a una pérdida de suministro de energía eléctrica, o en su caso a restringir los despachos de generación que incrementarían los costos del suministro eléctrico en el Usuario Final, así como la exposición a daños de equipos primarios por condiciones de saturación en la Red Eléctrica.

Cuadro 8.3.2. 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
Total	19	761:03:38	49	429:42:15	37	13:27:11

Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Este proyecto con PEM P15-OR1 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la región Sureste del estado de Chiapas, ya que es susceptible de presentar problemáticas de suministro de carga ante la salida de la LT existente Angostura – Tapachula (A3T30) en 400 kV.

El alcance del proyecto consiste en realizar el tendido del segundo circuito en el Corredor existente Tapachula Potencia – Angostura que está aislado y operado en el nivel de tensión de 400 kV, con una longitud aproximada de 193 km de línea aérea, de doble conductor por fase y calibre 1113 kcmil tipo ACSR, ya que se tiene disponible el espacio en torres para completar el segundo circuito. Además, se requiere la instalación de 3 reactores monofásicos de 25 MVAR en SE Tapachula Potencia.

En primera instancia, en agosto de 2015, la SENER instruyó a la CFE construir este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para octubre de 2017.

Posteriormente en 2018, la SENER realiza nuevamente la instrucción de su construcción hacia la CFE, con nueva fecha factible para diciembre de 2023, sin embargo, para el ejercicio del PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó a CENACE una Fecha de Entrada en Operación Factible para junio de 2024.

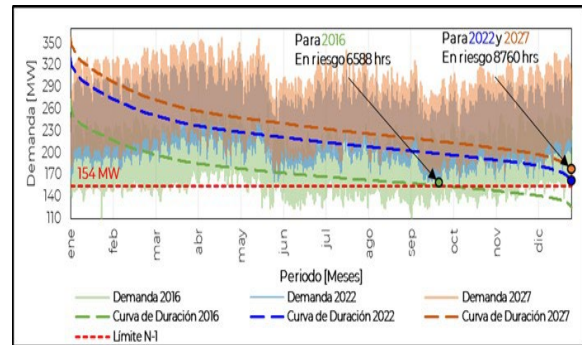
Finalmente, en el informe realizado por CFE Transmisión durante el actual ejercicio de PAMRNT 2023-2037, notificó a CENACE que el proyecto entrará en Operación para febrero de 2029, y tiene pendiente su inclusión del mismo al mecanismo de planeación de CFE para su proceso de autorización.

El proyecto instruido permite reducir las condiciones de riesgo que mantiene el sureste del estado de Chiapas en los 3 periodos de demanda (mínima, media y máxima), ya que ante la salida (contingencia) de la única LT en 400 kV que interconecta hacia la Zona Tapachula y parte de San Cristóbal, se presenta la operación de EAR como DAC que permiten controlar las afectaciones en la zona. En la condición de demanda máxima estas afectaciones controladas pueden alcanzar hasta 39 % de la demanda total de la Zona de Carga (ZC) Tapachula. Adicionalmente, se afectan hasta 240 MW de suministro a Centro América a través del enlace de Tapachula Potencia a Los Brillantes (esta última ubicada en Guatemala).

En la Figura 8.3.3 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda en la zona Tapachula y parte de la zona San Cristóbal. Como se observa, el límite para soportar el disparo de la LT Angostura – Tapachula es de 154 MW, es decir, por arriba de este valor ya se tienen afectaciones al suministro. En el año 2016 se mantuvo en riesgo el suministro por 6588 horas. Asimismo, de acuerdo con el histórico de demanda del año 2022, se observa que se incrementó el tiempo que se mantuvo en riesgo el suministro de energía eléctrica, alcanzando un total de 8760 horas, siendo la demanda mínima de 157.5 MW (es decir 3.5 MW arriba del límite establecido para soportar la CSS), lo que indica que, a lo largo del año y en todas las condiciones de demanda, no se soporta la contingencia sencilla sin afectación de carga en la zona.

Por lo anterior, se observa que, para el 2027, se aumentará el riesgo de afectación de carga, tal que, la demanda mínima alcanzaría aproximadamente 170 MW, estando 16 MW arriba del límite, lo cual representa una prioridad de atención para que se realice la obra propuesta.

Figura 8.3.3. Proyección del crecimiento de la demanda en zona Tapachula y parte de San Cristóbal



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 subestaciones Laguna Verde y Manlio Fabio Altamirano, así como de la transformación 230/115 kV de las subestaciones Jardín y Veracruz II.

Además, se cuenta con la generación de la CCC Dos Bocas, sin embargo, esta Central Eléctrica 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 se denominaba 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 un banco de transformación 400/115 kV en la SE Dos Bocas, un doble circuito en 400 kV desde la SE Manlio Fabio Altamirano hasta a la SE Temascal II, un doble circuito en 400 kV desde la SE Manlio Fabio Altamirano hasta la SE Dos Bocas y cinco entronques en Red Eléctrica de 115 kV.

Inicialmente el proyecto fue instruido en 2018 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión. Dicha obra fue definida con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2022.

Sin embargo, para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para febrero de 2024 y de acuerdo con el informe pormenorizado entregado por CFE Transmisión a CENACE durante este ejercicio de PAM 2023-2037, la fecha de entrada en operación será para septiembre de 2025. Adicionalmente, informó que tiene recursos asignados y se encuentra en desarrollo de actividades previas.

En julio de 2022, la CFE Transmisión informó a CENACE que las obras que componen al proyecto P18-OR1 rebasan el techo presupuestal considerado para su construcción, por lo que, CENACE y CFE Transmisión proponen a la SENER una Alternativa de modificación a la obra, la cual considera un banco de transformación 400/115 kV en la SE Manlio Fabio Altamirano, un doble circuito en 400 kV desde la SE Manlio Fabio Altamirano hasta a la SE Temascal II y tres entronques en Red Eléctrica de 115 kV. Actualmente, se

encuentra en proceso de evaluación y autorización por parte de la SENER.

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 del autotransformador en la SE Jardín en condiciones de Red Eléctrica completa o ante disparo de cualquiera de los bancos de transformación de la SE Veracruz II derivando en afectación del suministro de la Ciudad de Veracruz.

En la Figura 8.3.4 se muestra que el banco de la SE Jardín en condición de Red Eléctrica completa, para el 2022 alcanza a operar con 91 % 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 descargar el banco de la SE Jardín. Sin embargo, aún con estas acciones para 2024 alcanzará a operar al 99 % de su capacidad nominal. Esta condición se puede agravar en casos de indisponibilidad de la CCC Dos Bocas interconectada en 115 kV.

De la misma forma, ante contingencia sencilla de transformadores 400/230 kV o de LT en 400 kV, se incurriría en la operación de esquemas de corte de energía eléctrica (DAC) de la Ciudad de Veracruz, con la consecuente afectación a las Zonas de Oaxaca, Córdoba y Orizaba.

Durante el año 2022 se ha rebasado el límite por contingencia de transformador por un tiempo aproximado de 2875 horas, lo que representa el 33 % del año como se observa en la Figura 8.3.5. Adicionalmente, de acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2024 se alcance un total de 4055 horas, lo que representa el 46 % del año. Asimismo, se espera que se rebase el límite por disparo de

Línea de Transmisión durante 91 horas, lo que representa el 1 % del año.

Por la antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, los elementos de la RNT se encontrarán operando en su Límite Operativo o por encima de éste, aumentando la probabilidad de disparo de un elemento y en consecuencia la eventual afectación de carga en los estados de Veracruz y Oaxaca.

A su vez, se estarían incrementando las horas de riesgo y el monto de carga a afectar, derivado del crecimiento natural de la demanda, así como del incremento en la transmisión para alimentar la demanda de energía eléctrica del Sureste del país.

Figura 8.3.4. Curva de duración de la carga en el autotransformador de la Subestación Eléctrica Jardín y límite en condiciones de Red Eléctrica completa.

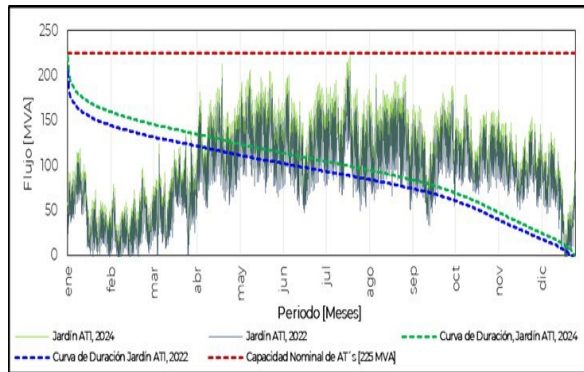
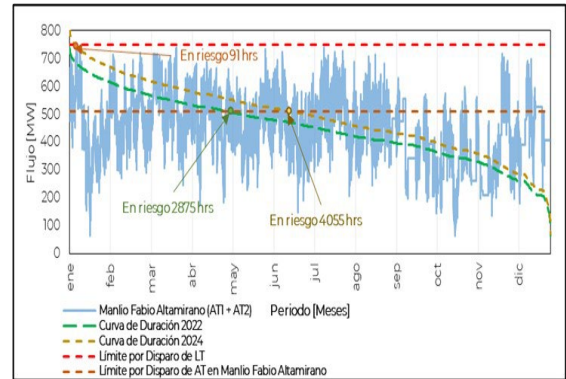


Figura 8.3.5. Curva de duración y límites de carga de los bancos de transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano



Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)

El suministro de energía eléctrica en el estado de Tlaxcala dentro del ámbito de influencia de la zona de distribución Tlaxcala es atendido principalmente con dos AT en la SE Zocac de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno y un AT en la SE La Malinche de relación 230/115 kV y 225 MVA de capacidad, estas subestaciones se encuentran interconectadas por una LT Zocac-La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV.

La LT Zocac – La Malinche (93110) aislada y operada en 230 kV cuenta con trayectorias paralelas en Red Eléctrica existente de 115 kV, esta configuración de Red Eléctrica provoca que ante contingencia sencilla de LT Zocac-La Malinche en 230 kV la Red Eléctrica de 115 kV de la zona se convierta en un Corredor de transmisión con mayores pérdidas eléctricas y limitaciones en capacidad de transmisión.

Aunado a lo anterior, los Corredores de transmisión en 230 kV Mazatepec - Altzayanca Maniobras – Zocac y Jalacingo – Cuyoaco Maniobras - Zocac representan una fuente importante tanto para el suministro de la demanda en la zona de Tlaxcala como para la transferencia de

energía eléctrica entre el Oriente y Centro del país, por lo que ante contingencia sencilla de alguno de los circuitos que conforman los Corredores, se presenta un incremento de carga en las líneas que quedan en servicio.

El proyecto de referencia con PEM P18-OR2 fue incluido en el PAMRNT 2018-2032 para garantizar suficiente capacidad de transmisión de energía eléctrica y también para evitar sobrecarga en elementos de transformación que son indispensables para alimentar la demanda del estado de Tlaxcala.

El proyecto fue instruido en 2018 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión. Dicha obra fue definida con Fecha de Entrada en Operación Factible de diciembre del 2021.

Sin embargo, para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para febrero de 2023 y en este ejercicio de PAMRNT 2023-2037, el Transportista reportó la nueva fecha de entrada en operación para febrero de 2029. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para obtener la autorización de CFE.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE Zocac hacia SE La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV y otra línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE Apizaco II hacia SE La Malinche en el nivel de tensión de 115 kV. Así como equipamiento en las SE La Malinche, Apizaco II y Zocac en 230 y 115 kV para la conexión de las nuevas líneas.

Adicionalmente, el proyecto contempla el reemplazo de equipo primario en las SE

Mazatepec y Zocac asociadas a las LT Mazatepec - Alzayanca Maniobras (93020) y Cuyoaco Maniobras – Zocac (93420) para incrementar la capacidad de transmisión al equivalente de la capacidad de la línea instalada.

En la actualidad, se tienen instalados esquemas DAG que ante contingencia sencilla mitigan el impacto de las centrales eléctricas fotovoltaicas en la sobrecarga de elementos de transmisión y transformación del estado de Tlaxcala. Sin embargo, si se considera el incremento de demanda esperado para el año 2027, estos esquemas podrían no ser suficientes ante contingencia sencilla de la línea Zocac – La Malinche en 230 kV y se tendría en riesgo el suministro de la demanda del estado de Tlaxcala por hasta 1,213 horas tal como se muestra en la Figura 8.3.6, en donde se hace una proyección de demanda a 2027.

Por otro lado, en cuanto a los Corredores en 230 kV Mazatepec - Alzayanca Maniobras – Zocac y Jalacingo – Cuyoaco Maniobras – Zocac, al 2022 ya se ha rebasado el límite ante contingencia sencilla durante 29 horas tal como se muestra en la Figura 8.3.7, por lo que se espera que esta condición incremente su riesgo conforme pasen los años debido al incremento natural de la demanda.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, los elementos de la RNT se encontrarán operando cercanos a su Límite Operativo o por encima de éste, aumentando la probabilidad de disparo de un elemento y en consecuencia la afectación de carga y generación en el estado de Tlaxcala.

A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían incrementando las horas de riesgo y el monto de generación a afectar ante contingencia sencilla.

Figura 8.3.6. Curva de duración de la carga en los bancos de transformación de la SE Zocac

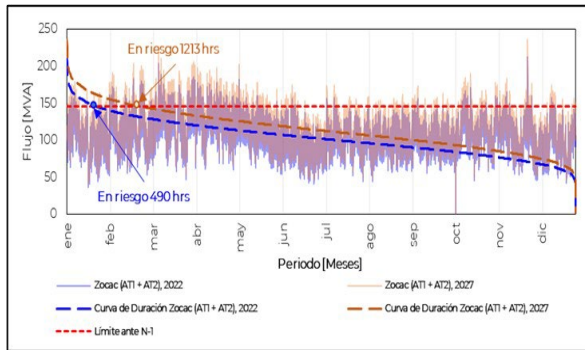
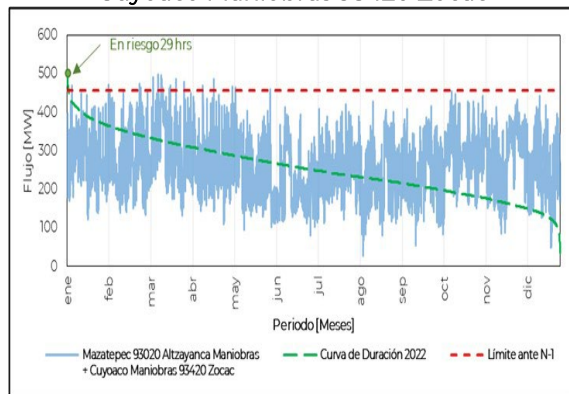


Figura 8.3.7 Curva de duración del flujo en las LT Mazatepec 93020 Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras 93420 Zocac



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 y Huatulco se realiza a través de LT Temascal Dos 93720 Temascal Uno, Temascal Dos 93740 La Ciénega en 230 kV, así como de las líneas Juchitán Dos 73740 Conejos, Miahuatlán 73890 Pochutla y Ometepec 73440 Pinotepa Nacional en 115 kV. Estas Líneas de Transmisión tienen una característica longitudinal ya que alcanzan hasta 210 km para circuitos en 230 kV y hasta 160 km para circuitos en 115 kV, por lo anterior, ante contingencia sencilla se presentan problemas de soporte de voltaje (Calidad del suministro) en las zonas Oaxaca y Huatulco.

Otro aspecto importante para considerar es que en la zona de Huatulco la incidencia de fallas es frecuente por las 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.

Considerando la topología existente, el suministro de la demanda en la zona Oaxaca depende de las LT Temascal Dos 93720 Temascal Uno y Temascal Dos 93740 La Ciénega en 230 kV, y como ya se mencionó anteriormente, estos circuitos se encuentran conectados a puntos lejanos de inyección de energía eléctrica (hasta 210 km), por lo anterior, ante contingencia de algún elemento en dicho nivel de tensión, se presentan bajos voltajes que ocasionan la violación al criterio operativo de -5 % de la tensión nominal en Subestaciones Eléctricas de 115 kV y que pueden derivar en el requerimiento de desconexión de carga en la zona Oaxaca, a fin de preservar la integridad de la Red Eléctrica de la Zona.

De igual forma, el suministro de la zona Huatulco depende de enlaces en 115 kV con las SE Juchitán Dos, Miahuatlán y Ometepec, sin embargo, la topología de la Red Eléctrica es longitudinal y ante la pérdida de alguno de los enlaces antes mencionados, se presentan decrementos de voltaje que provocan violaciones en el criterio operativo del -5 % de la tensión nominal en Subestaciones Eléctricas de 115 kV y que pueden llevar a la afectación de carga en la zona Huatulco.

La obra "PI7-OR4 Suministro de energía eléctrica en Oaxaca y Huatulco" es un proyecto propuesto en el PAMRNT 2017-2031 y tiene como objetivo principal incrementar la Confiabilidad en el Suministro Eléctrico de la Zona de Oaxaca, así como de la zona de Huatulco mejorando los perfiles de tensión en la zona en Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla.

El proyecto fue instruido en 2017 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión. Dicha obra fue estimada con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2021.

Sin embargo, para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2023 y de acuerdo con información reciente, la nueva fecha de entrada en operación factible se ha establecido para septiembre de 2024. Adicionalmente, CFE Transmisión informó para este ejercicio de PAMRNT 2023-2037, que el proyecto tiene recursos asignados para su ejecución e inició su proceso de actividades previas en 2023.

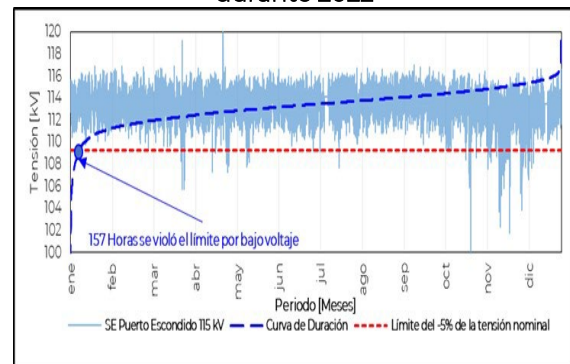
El proyecto consiste en la adición de un nuevo circuito en el nivel de tensión de 230 kV que interconecte la SE Jalapa de Díaz con Oaxaca Potencia, para lo cual se requiere el tendido del segundo circuito sobre las estructuras existentes de la LT Temascal II 93740 Oaxaca Potencia y la construcción de otra línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE San Jacinto Tlacotepec hacia SE Pinotepa Nacional en el nivel de tensión de 115 kV. Adicionalmente, se considera un reactor de línea (Temascal Dos 93740 La Ciénega) de 21 MVAR de capacidad en la SE La Ciénega en 230 kV.

De acuerdo con registros históricos, durante el 2022, en las Subestaciones Eléctricas 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 Sistema Eléctrico Nacional contenidos en el CdR, esto ha ocurrido durante 157 horas e incluso en condiciones de Red Eléctrica sin contingencia, tal como lo muestra la Figura 8.3.8. Esto representa un riesgo a la Confiabilidad del suministro de la demanda de la zona Huatulco, ya que con el paso de los años esta condición se prolongará

debido al incremento natural de la demanda.

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 operar esquemas DAC por variaciones en el nivel de tensión tanto en Subestaciones Eléctricas de la zona de Oaxaca como de la Zona Huatulco. A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían extendiendo las horas de riesgo y la carga afectada ante contingencia sencilla.

Figura 8.3.8. Curva de duración del nivel de tensión en SE Puerto Escondido de 115 kV durante 2022



Impacto en la GCR Occidental

Zona León

Durante el año 2022 se presentaron valores de alrededor del 90 % de la capacidad nominal de los transformadores 230/115 kV de la SE León III, aun cuando se encuentra en operación como obra remedial temporal un banco adicional 230/115 kV de 100 MVA en la misma Subestación Eléctrica, instalado en octubre de 2020. Dicho banco está compuesto de fases de reserva de otras Subestaciones Eléctricas dentro del ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, disminuyendo la Confiabilidad de estas, al no tener reserva en caso de falla

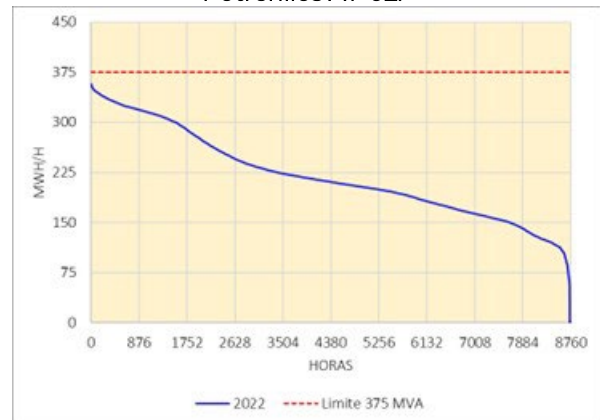
de alguna fase del banco de transformación e incurriendo en costos adicionales asociados al traslado de las unidades. No obstante, esta obra contribuyó a evitar la segregación de la Red Eléctrica en 115 kV de la zona León, sin embargo, se siguen alcanzando demandas de hasta el 90 % de la capacidad nominal en los tres bancos de transformación de la SE León III.

En la SE Potrerillos, el AT-02 400/230 kV de 375 MVA estuvo operando por encima del 90 % de su capacidad nominal un total de 260 horas (menos que el año anterior), alcanzando un máximo de 95.3 % de su capacidad. Cabe mencionar que durante el 2022 no se alcanzaron flujos superiores al 100 % de la capacidad nominal, y esto fue gracias a que entró en servicio un nuevo banco 400/115 kV de 375 MVA en la SE Potrerillos que llegó a disminuir el flujo del AT-02 y además también ayudó a disminuir ligeramente el flujo en los bancos de transformación 230/115 kV (3x100 MVA) de la SE León III.

Considerando que el nuevo banco de transformación instalado en la SE Potrerillos (T-04 400/115 kV) forma parte del proyecto P16-OC2 Potrerillos Banco 4 propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030, se espera que no sea necesaria la segregación de la Red Eléctrica para reducir flujo por bancos de transformación de la zona León, sin embargo, en el alcance del proyecto mencionado también se incluyen aproximadamente 40 km-c de línea de transmisión en 115 kV que están pendientes de construir y tienen fecha factible actualizada a diciembre del 2023. Con la entrada en operación de dichas Líneas de Transmisión, se refuerza el anillo de las SE El Toro, San Roque y San Francisco ante posibles contingencias y se disminuye el flujo por la transformación 230/115 kV de las SE León I y León III.

En la Figura 8.4.1 se muestra la curva de duración de carga por la transformación 400/230 kV en la zona León.

Figura 8.4.1. Curva de duración de la carga de Potrerillos AT-02.



En el Cuadro 8.4.2 se muestra la ENS estimada por la transformación 230/115 kV de la zona León ya considerando en servicio la obra remedial.

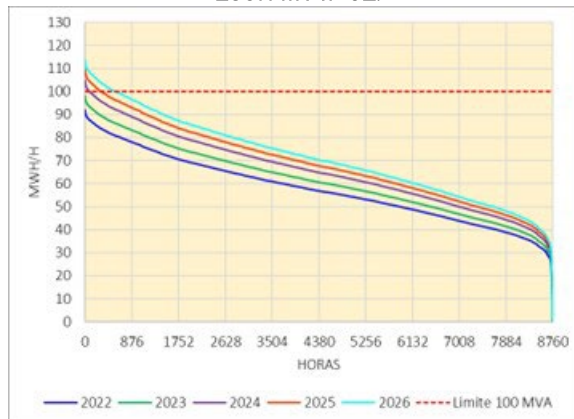
Cuadro 8.4.2. ENS en la zona León en 230/115 kV

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	0.00	0.00	0.00
2024	107.65	107.65	77.00
2025	926.41	1,034.06	302.00
2026	2,574.71	3,608.77	565.00

En caso del diferimiento del proyecto

En la Figura 8.4.2 se muestran curvas de duración de carga reales y estimadas para el LNT-AT02.

Figura 8.4.2. Curva de duración de la carga de León III AT-02.



Adicionalmente a la problemática mencionada, a causa del aumento en la energía eléctrica transmitida por el enlace entre las regiones Aguascalientes y León debido a la entrada de generación de energía eléctrica al 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 debido a la saturación anticipada de los bancos de transformación de la SE León III, aumentando los costos de producción.

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, que actualmente se encuentra en proceso de cambio de alcance y cuya fecha factible de entrada en operación se había considerado para abril 2022, pero de acuerdo con la información más reciente de CFE Transmisión, actualmente tiene fecha de término para abril 2030. Adicionalmente, informa que aún está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 contingencia sencilla 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 crecimiento pronosticado en el PDS 2023-2037, se estima que para el año 2025 no se soporte la contingencia sencilla en esta zona y sea necesario el corte de carga. Un proyecto que ayuda a eliminar la problemática es el P21-OC7, Incremento en la capacidad de transmisión de la Red Eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato, instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2021-2035 con fecha factible de entrada en operación abril 2025, sin embargo, en la última información proporcionada por CFE indica que la nueva fecha de entrada en operación corresponde a diciembre de 2028. Adicionalmente, informa que se encuentra pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona Querétaro

La zona Querétaro abastece principalmente corredores industriales y desarrollos residenciales. La zona se alimenta por subestaciones eléctricas 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 un banco de 225 MVA y la SE Conín con un banco de 225 MVA.

En el Cuadro 8.4.3 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 P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para

septiembre de 2023. Cabe mencionar que referente al proyecto P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución) propuesto en el PAMRNT 2017 – 2031, el 21 de noviembre de 2022 quedó 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 regresaran a las Subestaciones Eléctricas de origen.

Al respecto de este, CFE Transmisión informa que el proyecto P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución), se encuentra en construcción y el proyecto P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 tiene recursos del PEF 2021 y se prevé su contratación en 2022.

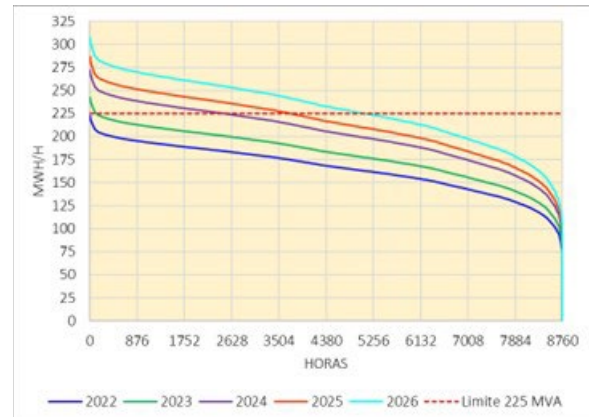
Cuadro 8.4.3. ENS en la zona Querétaro

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	755.29	755.29	118.00
2024	28,581.70	29,336.99	2,493.00
2025	67,999.23	97,336.22	3,721.00
2026	145,222.78	242,559.01	5,080.00

En caso del diferimiento del proyecto

En la Figura 8.4.3 se muestran las curvas de duración de carga del banco de transformación 230/115 kV (225 MVA) QRO-AT02 incluyendo las proyecciones de carga hasta el 2026.

Figura 8.4.3. Curva de duración de la carga de Querétaro I AT-02.



Es importante mencionar que, si la capacidad de transformación de la SE Querétaro I no se hubiera incrementado en 125 MVA, en el 2022 se hubieran alcanzado 43 horas con carga superior al 100 % de la capacidad de los bancos de transformación de la zona Querétaro.

Por lo anterior y debido a que se tiene una gran cantidad de Centros de Carga proyectados a instalarse en la zona Querétaro en el corto y mediano plazo (220 MW en total) y el incremento de transformación a media tensión para suministro de carga de desarrollo normal (505 MW), en el Cuadro 8.4.4 se muestra un resumen de las cargas solicitadas por SIASIC y el aumento en los bancos de transformación de distribución.

Por lo anterior, para seguir atendiendo 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 diciembre de 2027, sin el cual no se tendría la infraestructura adecuada para atender los futuros Centros de Carga e incrementos de demanda de las actuales Subestaciones Eléctricas. Este proyecto tiene pendiente su inclusión al

mecanismo de planeación de CFE para su autorización, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

Cuadro 8.4.4. Centros de Carga previstos en la zona Querétaro

Año	SIASIC		Distribución	
	Capacidad	No. proyectos	Capacidad	No. proyectos
2023	220	9	260	10
2024	---	---	120	5
2025	---	---	115	5
2026	---	---	---	---
2027	---	---	10	1
2028	---	---	---	---
Total	220	9	505	21

Además, 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 - Buenavista y Conín – San Ildefonso (adicionalmente se presenta sobrecarga de la LT San Ildefonso – 73150 – Marqués Oriente), llegando a ser necesarios cortes de carga de hasta 48.9 MW para el año 2024 ante la contingencia más severa. Mientras que para el año 2025 el monto de corte de carga máximo estimado ante contingencia es de 57.3 MW.

Derivado del retraso en la construcción de los proyectos P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac (fecha factible de término de mayo de 2024) y P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 (octubre de 2024) se considera necesaria la entrada en operación del proyecto P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro (fecha factible de término en diciembre de 2023) para reducir el flujo de reactivos en los bancos de transformación de la zona y el riesgo de corte de carga mientras se termina la

construcción de los proyectos mencionados.

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 Subestaciones Eléctricas que conforman el Corredor. Se estima que desde el 2022 se presentaran demandas que superen el límite de seguridad calculado y por lo tanto, en caso de existir una contingencia en el corredor, se tendrá una sobrecarga. 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 diciembre de 2028. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona Irapuato

La ciudad de Irapuato se encuentra alimentada a través de los autotransformadores 230/115 kV de la SE Irapuato II (2x100 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.

Actualmente se considera como Estrategia Operativa mantener cerrada la LT Salamanca–73130–Irapuato II, para disminuir la carga de los transformadores de la SE Irapuato II. Dicha línea de transmisión es poco confiable dado de que se encuentra aislada en 69 kV y opera en 115 kV; además, tiene tramos de derecho de vía

invadido, calibre 336 kcmil tipo ACSR y su fecha de construcción fue en el año 1957; características que incrementan la posibilidad de falla en el elemento y dificultad en su mantenimiento y/o reparación, lo que podría propiciar que quede fuera de servicio por un periodo prolongado o quedar inhabilitada de forma permanente.

Además, ante la indisponibilidad del transformador de la SE Las Fresas se tendría un flujo superior al 140 % de la capacidad nominal de los bancos de transformación de la SE Irapuato II, pudiendo ocasionar una salida en cascada que derive en pérdida de carga de la zona Irapuato.

Para solventar esta problemática se propuso el 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 abril 2021, actualmente con fecha de término actualizada para diciembre de 2023. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que se encuentra en construcción.

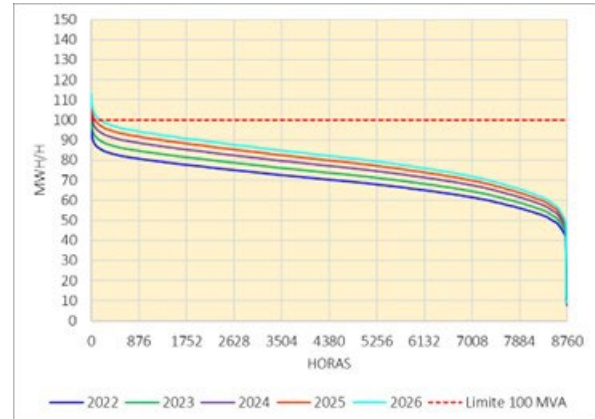
Cuadro 8.4.5 ENS en la zona Irapuato (sin LT Salamanca – 73130 – Irapuato II)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	1.75	1.75	2.00
2024	37.08	38.83	20.00
2025	165.89	204.72	64.00
2026	469.47	674.19	165.00

En caso del diferimiento del proyecto

En la Figura 8.4.5 se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV (100 MVA) de la SE Irapuato, que es el elemento que limita el seguir abasteciendo carga en la zona Irapuato.

Figura 8.4.5. Curva de duración de la carga de Irapuato II AT-01



Es importante mencionar que las curvas de duración de carga se expresan en condiciones de Red Eléctrica completa, sin embargo, se tiene el riesgo de contingencia de banco de transformación, lo que provocaría sobrecargas superiores al 100 % de su capacidad nominal.

Además del refuerzo esperado en la transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II, y 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 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.

Por otro lado, 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 p.u. en los niveles de tensión, lo que adicionalmente limita los periodos en el año donde se pueden autorizar mantenimientos a las Líneas de Transmisión. En abril de 2021 se afectaron 108 MW de carga durante una licencia en muerto de emergencia.

Para incrementar la Confiabilidad de la zona industrial se consideran los proyectos P17-OC7 LT Silao Potencia-Las Colinas propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para julio de 2028, y P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato propuesto en el PAMRTN 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2023. CFE Transmisión informa que para el primero aún tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para su autorización y para el segundo se cuenta con recursos e inicia su contratación en 2023.

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.

Actualmente se implementan Estrategias Operativas de apertura de Líneas de Transmisión, 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.

Durante el año 2022 los transformadores 230/69 kV (2x125 MVA) de la SE Guadalajara I alcanzaron flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal, mientras que los de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 99 % de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa.

Ante la contingencia de uno de los transformadores de la SE Guadalajara I o Guadalajara II se tiene el riesgo de sobrecargas superiores al 100 % de su capacidad. En marzo del 2022 se presentaron dos disparos del T-04 de la SE Guadalajara II alcanzado flujos de 139 MW y 123 MW, respectivamente.

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. En el Cuadro 8.4.6 se muestra un resumen de la energía eléctrica que no podría ser suministrada 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 agosto de 2024. Mientras que en el Cuadro 8.4.7 se indica la ENS en la SE Guadalajara II, la cual 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 2025, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2028, dicho proyecto tiene cambio de alcance de metas físicas y la CFE tiene pendiente incluirlo en

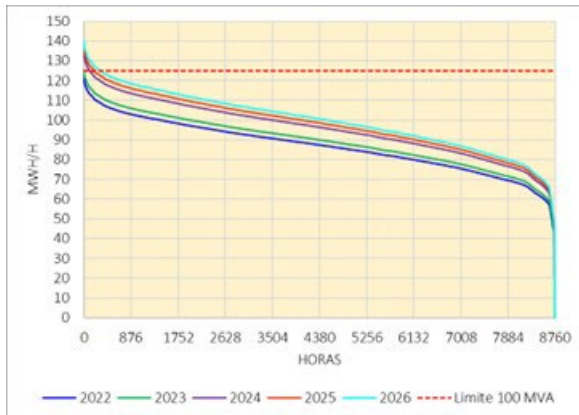
el mecanismo de planeación para su autorización.

Cuadro 8.4.6. ENS en la SE Guadalajara I

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	0.33	0.33	1.00
2024	295.76	296.09	101.00
2025	705.89	1,001.98	185.00
2026	1,337.69	2,339.67	306.00

En caso del diferimiento del proyecto

Figura 8.4.6. Curva de duración de la carga de Guadalajara I T-02

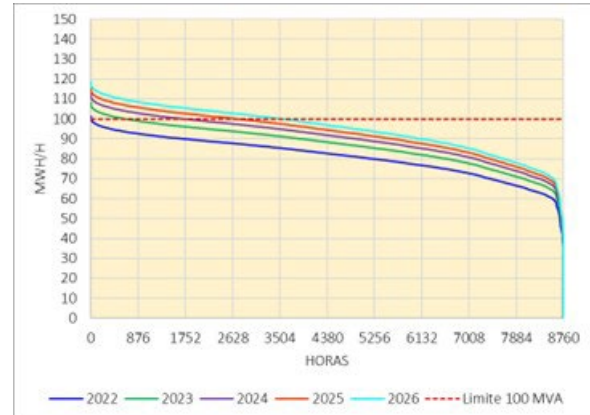


Cuadro 8.4.7. Energía no suministrada en la Subestación Eléctrica Guadalajara II

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	1.77	1.77	3.00
2023	1,385.79	1,387.57	631.00
2024	5,900.86	7,288.43	1,713.00
2025	12,245.03	19,533.45	2,716.00
2026	20,694.29	40,227.75	3,533.00

En caso del diferimiento del proyecto

Figura 8.4.7. Curva de duración de la carga de Guadalajara II T-03



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 contingencia de línea de transmisión llegando a niveles de voltaje por debajo del Límite Operativo, ocasionando afectaciones en procesos industriales.

Considerando el pronóstico de crecimiento de la ZMG, desde el año 2022 se podrían 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 2021, actualmente con fecha de término de obra para abril 2027. Este proyecto cuenta con autorizaciones de CFE, sin embargo, aún no se le asignan recursos.

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 Zona Metropolitana de Guadalajara a mediano plazo. Actualmente se tiene una condición de falla prolongada al estar indisponible el AT-01 de la SE Atequiza, dando como resultado valores de 97 % en la

carga del AT-01 de la SE Zapotlanejo, 95 % en el banco AT-01 de la SE Tlajomulco y 98 % en el transformador paralelo. Basado en la condición de N-1 y el crecimiento esperado para 2026 de la zona, se estima que se presenten sobrecargas en los autotransformadores 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, e instruida por la SENER en febrero de 2021, con fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación para diciembre de 2028, que tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona San Luis Potosí

La zona sur de San Luis Potosí es alimentada por dos Subestaciones Eléctricas a través de bancos de transformación 230/115 kV, una de ellas es la SE San Luis Potosí con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y la otra es la SE La Pila con un autotransformador de 225 MVA; las cuales alimentan gran parte de la carga industrial y residencial de la ciudad de San Luis Potosí.

Durante 2022 cada auto 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 autotransformador de la SE La Pila alcanzó un flujo máximo de 94 % de su capacidad nominal lo que conllevará a la aplicación de Estrategias Operativas para evitar sobrecargas en esta condición.

Adicionalmente, ante la contingencia de cualquiera de los autotransformadores mencionados anteriormente será necesario el corte de carga para evitar un colapso de la zona en cuestión.

Desde 2020 se mantiene la necesidad y es una Estrategia Operativa en campo el 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, dicha obra temporal incrementa el flujo en el autotransformador de la SE La Pila por lo que la problemática de sobrecarga se transfiere a dicha Subestación Eléctrica.

En el Cuadro 8.4.8 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada 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 diciembre de 2023. Adicionalmente, debido al alto crecimiento en la demanda, para evitar la saturación del autotransformador 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 y pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.4.8. ENS en la zona San Luis Potosí (Con obra temporal)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	31.65	31.65	15.00
2024	3,978.82	4,010.47	692.00
2025	16,505.18	20,515.65	1,681.00
2026	36,671.08	57,186.74	2,763.00

En caso del diferimiento del proyecto, valores futuros estimados

En la Figura 8.4.8 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 8.4.8. Curva de duración de la carga de La Pila AT-01

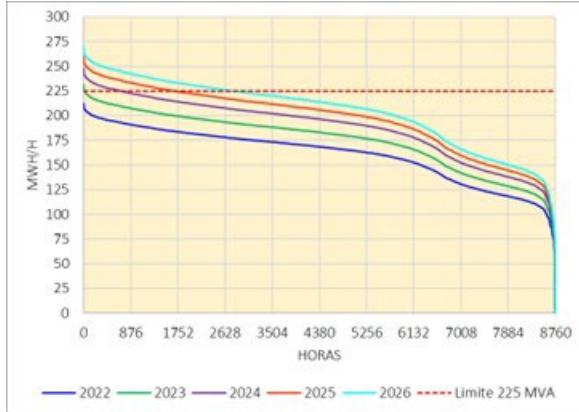
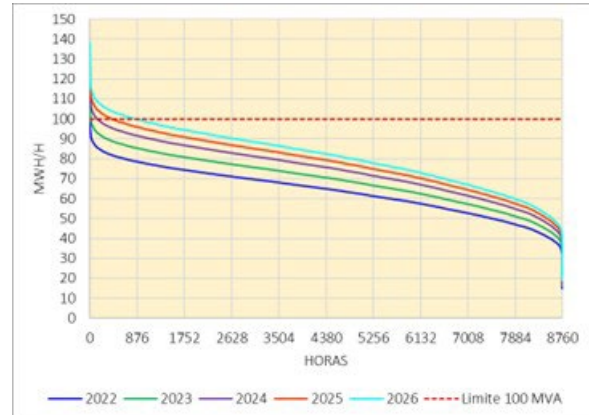


Figura 8.4.9. Curva de duración de la carga de La San Luis Potosí AT-01



Cuadro 8.4.9. ENS en la zona San Luis Potosí (Sin obra temporal)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	8.88	8.88	1.00
2023	43.12	51.99	13.00
2024	435.53	487.53	128.00
2025	1,647.08	2,134.60	404.00
2026	4,078.35	6,212.95	833.00

En caso del diferimiento del proyecto, valores futuros estimados

Al igual que en la Figura 8.4.8 en la Figura 8.4.9 se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV de la SE San Luis Potosí como primer elemento en dejar de suministrar energía eléctrica ante su saturación, pero sin considerar la Estrategia Operativa de las Líneas de Transmisión en 230 kV.

Zona Ixmiquilpan

La zona Ixmiquilpan es alimentada por la SE Zimapán 230/115 kV con un AT 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 autotransformador 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 Central Eléctrica.

Ante la contingencia del autotransformador mencionado anteriormente se tiene afectación del total de la carga de la zona, pudiendo recuperar parte de esta a través de los enlaces 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 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 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 2022 solamente se tuvieron tres días de mantenimiento programado no consecutivos en el mes de marzo sin que se presentara afectación.

En el Cuadro 8.4.10 se muestra un resumen de la indisponibilidad del Zimapán AT-04, desde el año 2013 al año 2022, donde al menos ha estado fuera de servicio por falla una vez por año, hasta el 2021.

Para solventar la problemática indicada se propuso en PAMRNT 2017 – 2031 el proyecto P17-OC5 Valle de Mezquital, instruida 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 junio de 2028, donde CFE Transmisión informa que tiene las autorizaciones de CFE, sin embargo, aún está pendiente la asignación de recursos.

Cuadro 8.4.10. 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.

* Mantenimiento mayor

Zona Uruapan-Apatzingán

La Red Eléctrica de las zonas Uruapan (115kV) y Apatzingán (69 kV) está compuesta de largas Líneas de Transmisión lo que ocasiona que se presenten bajos perfiles de tensión en las Subestaciones Eléctricas más lejanas, teniendo como principal fuente de alimentación la LT Carapan Potencia – 93390 – Uruapan Potencia y la generación hidroeléctrica instalada en la zona.

Las CE Cóbano (2x30 MW), Cupatitzio (2x40 MW) y Chilatlán (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 (protección 27). Para estas zonas se tiene el proyecto P15-OC7 Compensación de la zona Apatzingán, propuesto en el PAMRNT 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación a mayo 2019, actualmente con fecha de término de obra para diciembre del 2023. A partir del año 2021, se corre el riesgo de que se presenten perfiles de tensión inferiores a los Límites Operativos (0.95 p.u.) en condiciones de Red Eléctrica completa ante una alta demanda en la zona.

Considerando el incremento de demanda en las zonas Uruapan y Apatzingán se identificó que es necesario la inclusión de una nueva fuente ya que, con la Red Eléctrica actual, solo es posible suministrar 205 MW para evitar el colapso de tensión en la zona, ante 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. En 2021, ante indisponibilidad del AT-01 161/115 kV de la SE Apatzingán se alcanzaron valores de 89 % en el AT-02 230/115 kV de la SE Uruapan Potencia.

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 2022, actualmente con fecha de término de obra para enero de 2028, tiene pendiente su

inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona San Luis de la Paz

La zona San Luis de la Paz es alimentada por dos Subestaciones Eléctricas con bancos de transformación 230/115 kV, la SE San Luis de la Paz II con tres autotransformadores de 100 MVA, cada uno y la SE Santa Fe con un AT de 225 MVA. Durante 2022 los autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 97.38 % 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 autotransformador 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 AT.

Debido a las Estrategias Operativas aplicadas, se tienen registros de que el autotransformador de la SE Santa Fe alcanzado un flujo máximo de 89.7 % de su capacidad nominal, lo que significa que, ante contingencias de la Red Eléctrica de 115 kV, se reduce la flexibilidad operativa de la zona, poniendo en riesgo la Confiabilidad de la Red Eléctrica,

Se prevé la instalación de 90 MW de generación fotovoltaica en la Red Eléctrica de 115 kV, con lo cual ayudaría a disminuir el flujo por los autotransformadores durante los horarios de alta demanda de la zona.

Para autorizar licencias en muerto de los elementos de transformación 230/115 kV en la zona, es necesario segregar la Red Eléctrica en 115 kV, para evitar posibles colapsos en la zona ante falla de los

elementos restantes. Durante el año 2022 en la zona San Luis de la Paz se han declarado en Estados Operativos de Alerta debido a que fue necesario aplicar como Estrategia Operativa, la apertura del interruptor San Miguel de Allende IN-73340, para eliminar la sobrecarga de los autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II.

En el Cuadro 8.4.11 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa, considerando que se aplique 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 mayo de 2027, tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

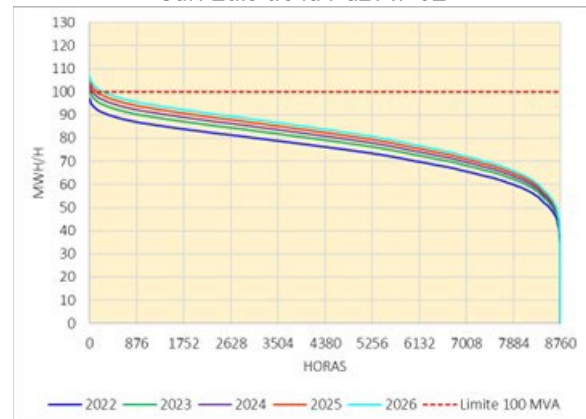
Cuadro 8.4.11. ENS en la zona San Luis de la Paz

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2022	0.00	0.00	0.00
2023	4.82	4.82	10.00
2024	59.20	64.01	53.00
2025	230.02	294.03	131.00
2026	540.76	834.79	257.00

En caso del diferimiento del proyecto

En la Figura 8.4.11 se muestran las curvas de duración de carga del AT-02 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz, es importante mencionar que los flujos alcanzados no llegan al 100 % de la capacidad nominal del autotransformador, 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.

Figura 8.4.11. Curva de duración de la carga del San Luis de la Paz AT-02



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 227 horas en 2022. 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 incremento en los costos de producción debido a los ajustes del despacho necesario para mantener un flujo dentro de su límite de seguridad.

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 julio 2025, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2025, concluyendo la etapa de actividades previas.

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 la libranza de equipos para mantenimiento.

Para el caso del corredor entre las SE Cañada y Estancia de Ánimas, desde 2021 en condiciones de alta demanda se sobrepasa los 45 MW, dando como resultado perfiles de tensión por debajo de 0.95 p.u. 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, he instruido con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para noviembre del 2027, donde CFE Transmisión informó que no tiene recursos asignados.

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 2024 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 p.u. 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.

Zona Tepic-Vallarta

La Compuerta de Flujo entre las GCR Noroeste (SE Mazatlán II) y Occidental (SE Tepic II) en 400 kV ha incrementado de manera considerable el flujo que se envía hacia la GCR Occidental. Esto ha ocasionado que la Compuerta de Flujo interna compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Tepic II y Cerro Blanco haya operado 18 horas por encima de su Límite Operativo establecido en 2021, dando como resultado 43 horas desde 2018.

De acuerdo con el despacho de generación del SIN esperado para los próximos años y al comportamiento de la demanda, se espera que el Corredor Tepic II – Cerro Blanco incremente el número de horas que se encuentre por encima de su Límite Operativo, aumentando el riesgo de sobrecarga ante contingencia de alguna de las dos Líneas de Transmisión que lo conforman, lo que puede ocasionar la pérdida la Compuerta de Flujo entre las GCR Noroeste y Occidental.

Para incrementar la capacidad de transmisión del Corredor, se propuso el proyecto P18-OC2, Enlace Tepic II - Cerro Blanco, con el cual se sustituirán los equipos serie que limitan la cargabilidad de las Líneas de Transmisión, este fue propuesto en PAMRNT 2018-2032, posteriormente instruido por la SENER en 2018 con fecha factible de entrada en operación de abril de 2019, actualmente tiene fecha de término de obra para septiembre de 2023, CFE Transmisión informa que el proyecto se está ejecutando y tiene fecha factible de termino a mediados del 2023.

Referente a los bancos de transformación, 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 4 y 3 horas respectivamente,

esto debido a licencias en muerto del AT paralelo.

De lo anterior, se prevé una reducción de tiempo para tener posibilidades de dar mantenimiento a los autotransformadores y además se incrementa el riesgo de sobrecarga ante contingencia sencilla de alguno de los autotransformadores.

Para incrementar la capacidad de transformación de la zona y agregar una Subestación Eléctrica 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 diciembre de 2030, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Además, para aumentar la Confiabilidad en la zona Vallarta y evitar la sobrecarga en los autotransformadores 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, CFE Transmisión reporta la fecha de entrada factible para agosto de 2028.

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 Subestaciones Eléctricas de la zona, así como incrementar las capacidades de cargabilidad de las líneas de transmisión tanto en condiciones de Red Eléctrica completa con ante contingencia, dicho proyecto tiene fecha de entrada necesaria para abril del 2026.

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.

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 enero 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. Referente al proyecto está en proceso de conclusión de las actividades previas.

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 CFE Transmisión para diciembre de 2025, 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. El proyecto tiene recursos asignados en PEF 2022 y se espera su contratación en 2022.

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, 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 se genera sobrecarga en los elementos de transformación restantes.

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 2022 el AT-06 de la SE Acatlán alcanzó el 91 % 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 autotransformadores 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 de abril de 2030 reportada por CFE Transmisión, adicionalmente, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 de Sistema (27) 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 CFE Transmisión para diciembre de 2028. El proyecto tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 agosto de 2028, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Líneas de Transmisión 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 LT 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 CFE Transmisión 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 de diciembre de 2027, de acuerdo con información de CFE Transmisión, sin embargo, este proyecto tiene pendiente su

inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Impacto en la GCR Noroeste

Zona Sonora Norte

- Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Nogales

La zona Nogales presenta una problemática en las LTCPS en 115 kV, de las cuales específicamente dos han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas ha presentado violaciones con Red Eléctrica completa y otra ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 8.5.1.

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.

Finalmente, la problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Este 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2031, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.5.1. Análisis de contingencias en la Zona Sonora Norte en Líneas de Transmisión en 2026

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	197.1	106.4	68.0	54	Subterráneo
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	128.3	69.3	32.4	54	Subterráneo

- Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco. (Mar de Cortés Banco 1)

en servicio tendrá una carga mayor al 167 % del nominal, como se muestra en el Cuadro 8.5.2b.

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 voltaje.

El comportamiento de los flujos de potencia muestra que durante el periodo de día en la cual los proyectos fotovoltaicos contribuyen al suministro de la carga y la zona Peñasco se convierte en una zona exportadora de energía eléctrica, se tendrá en operación una capacidad de generación fotovoltaica de 340 MW en total, con una demanda que oscila en 110 MW durante el verano y hasta 40 MW fuera del periodo de verano por lo que no sería posible despachar los proyectos de generación fotovoltaica en su totalidad resultando en energía eléctrica embotellada en las horas de menor demanda en el año.

En la SE Seis de Abril de la zona Caborca se tiene problema de sobrecarga en los autotransformadores con capacidad nominal de 100 MVA los cuales durante el 2021 han alcanzado valores de carga mayores del 90% en estado normal registrando los valores máximos durante el periodo nocturno, considerando el pronóstico para el año 2024, estos excederán el 100 % de carga en estado estable y ante la contingencia sencilla de un AT, el paralelo que queda en servicio tendrá una carga mayor al 160 % del nominal, como se muestra en el Cuadro 8.5.2a.

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

Adicionalmente con la entrada del proyecto de generación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco, con fecha de entrada de Operación Comercial el 30 de abril de 2023, ante la contingencia sencilla de un autotransformador, el paralelo que queda

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 CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto tiene una fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2028, adicionalmente, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización

Cuadro 8.5.2a. Análisis de contingencias en la Zona Peñasco para SSA-AT2 en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	160.21	160.21	88.4	100

Cuadro 8.5.2b. Análisis de contingencias en la Zona Peñasco para SSA-AT2 en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	167.1	160.7	90.5	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 Subestaciones Eléctricas es mínima o nula ante la ocurrencia de contingencias sencillas, aunado a esto, la distancia de 79 km entre las Subestaciones Eléctricas que proporcionan el abastecimiento de la energía eléctrica, la falta de equipo de compensación de potencia reactiva en el Corredor en 115 kV y 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 8.5.3.

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 CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en agosto de 2027, asimismo, está pendiente su inclusión

al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.5.3. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas en 2026

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Caborca -73660- Cerro Cañedo	Cerro Cañedo en 115 kV	2.15	107.1	113.8
	Llano Blanco en 115 kV	0.85	108.4	113.8

Zona Hermosillo

- Compensación Reactiva Inductiva en Seri

La falta de Compensación Reactiva Inductiva en la SE Seri en la barra de 400 kV ocasionará 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 Ciclo Combinado en la zona Guaymas y la SE Bácum en la zona Obregón como se muestra en el Cuadro 8.5.4.

La problemática será solventada mediante estrategias operativas que involucran aperturas de Líneas de Transmisión, lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de la demanda. Esta situación se agrava al estar fuera de servicio la Central Eléctrica Empalme Dos.

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 Central Eléctrica, 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.

El proyecto P16-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta octubre de 2024, indica que cuenta con recursos asignados e iniciará su contratación en 2023.

Cuadro 8.5.4. Análisis de contingencias escenario de invierno en la Zona Sonora Norte en Subestaciones Eléctricas para 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica 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	4.7	424.7	414.3
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Empalme Ciclo combinado en 400 kV	2.1	422.1	409.6
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Bácum en 400 kV	1.6	421.6	411.7

- 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 13 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión. En el escenario de Red Eléctrica completa son cuatro: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, Hermosillo Cuatro – Portales, Hermosillo Cinco – Dynatech y Hermosillo Loma – Pueblitos en 115 kV. Las restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 8.5.5.

Debido a la problemática de sobrecarga, con Red Eléctrica completa, se tiene una restricción en cuatro elementos de transmisión que debe ser eliminada 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 el incremento del costo de la energía eléctrica en la zona por la modificación del despacho de las Centrales Eléctricas y se limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática:

El PEM P19-NO2 propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el PEM P20-NO7 propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2031 y el PEM P20-NO7 para abril de 2029. Ambos proyectos no están incluidos en el mecanismo de planeación de CFE.

Cuadro 8.5.5. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	257.2	131.2	96.9	51	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Cuatro -73700- Portales	187.8	120.2	89.3	64	Subterráneo, Puente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	190.6	97.2	76.5	51	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	177.6	131.4	35.0	74	Subterráneo
Hermosillo Loma -73750- Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma -73760- Pueblitos	153.6	116.7	80.4	76	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73070- Hermosillo Nueve	Hermosillo Cuatro -73060- Río Sonora	134.7	80.8	55.1	60	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73060- Río Sonora	Hermosillo Uno -73D30- Río Sonora	134.6	71.3	16.2	53	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Dos -73M20- Portales	129.3	82.7	52.0	64	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Dynatech -73D20- Rolando García Urrea	117.8	51.8	32.8	44	Subterráneo
Hermosillo Cuatro - 73060 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro - 73070 - Hermosillo Nueve	168.4	97.7	55.5	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	Hermosillo Loma - 73160 - Hermosillo Dos	118.2	87.4	47.2	74	Subterráneo
Hermosillo Loma - 73770 - Hermosillo Misión	Hermosillo Seis - 73170 - Hermosillo Misión	105.9	67.8	34.6	64	Subterráneo
Hermosillo Loma -73M10- Hermosillo Misión	Pueblitos-73M10- Ladrilleras	105.0	79.8	43.8	76	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 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 Subestaciones Eléctricas 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, entre las principales acciones remediales, 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 Central Eléctrica 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 8.5.6. Por lo anterior, se requiere de un elemento de compensación en derivación inductivo en la

SE Esperanza para mantener el voltaje en Subestaciones Eléctricas del área de influencia, dentro de los Límites de Operativos permitidos.

El proyecto P15-NO3 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta octubre de 2026, cuenta con autorizaciones, sin embargo, está pendiente su asignación de recursos.

Cuadro 8.5.6. Análisis de contingencias en invierno en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica 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 la zona de influencia de la zona Hermosillo, en el municipio de Hermosillo, estado de Sonora, se presentan problemáticas de sobrecarga en los autotransformadores, agudizándose esta problemática en la SE Hermosillo Loma, ya que ante el disparo de la LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis (contingencia más severa n-1) presenta sobrecarga mayor al 20 % de su capacidad, como se muestra en el Cuadro 8.5.7.

Con la integración a la Red Eléctrica de un 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 las SE Bagotes y Quiroga radiales desde 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 CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE su entrada para diciembre de 2028, no está incluido en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.5.7. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo para HLM-ATI en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	HLM-ATI	120.9	272.0	231.6	225

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 8.5.8.

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 Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2031 y el PEM P20-NO7 no se cuenta con la fecha estimada, sin embargo, se considera factible en abril del 2029.

Cuadro 8.5.8. Análisis de contingencias en la Zona Obregón en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	266.3	159.8	104.8	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	258.7	155.2	93.6	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	217.7	143.7	88.9	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Cuatro – 73980 - Maniobras Corona	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	147.9	87.3	62.5	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres – 73500- Tetabiate	159.4	79.7	55.3	50	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73500 - Tetabiate	Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	114.3	85.7	58.8	75	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73500- Tetabiate	Tetabiate - 73920 – Obregón Uno	110.9	55.5	2.7	50	Subterráneo

- 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 8.5.9.

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 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 Subestaciones Eléctricas en el área de influencia, por lo cual será necesario la implementación de EAR para mantener la Red Eléctrica de transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto 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 CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entraría en operación hasta abril de 2023, tiene recursos asignados y preveía su proceso de contratación en 2022.

Cuadro 8.5.9. Análisis de contingencias en la Zona Obregón en Líneas de Transmisión en 2023

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	113.3	58.9	42.8	52	Subterráneo

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 8.5.10, 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 Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2031 y el PEM P20-NO7 no se cuenta con la fecha estimada, sin embargo, se considera factible en abril del 2029.

Cuadro 8.5.10. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	220.0	114.4	87.7	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	153.3	118.1	75.4	77	Subterráneo
Louisiana-73220- Compuertas	Los Mochis Tres-73H00-Centenario	192.0	99.8	73.9	52.0	Subterráneo

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 Centrales Eléctricas 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 Centrales Eléctricas en el norte de Sonora. Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona Guasave, como se muestra en el Cuadro 8.5.11.

Por lo anterior, será necesario la implementación de EAR, para mantener la Red Eléctrica de transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2015 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en enero de 2024.

Cuadro 8.5.11. Análisis de contingencias en Guamúchil, Zona Los Mochis en Subestaciones Eléctricas en 2024

Contingencia	Subestación Eléctrica 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

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 8.5.12.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2031 y el PEM P20-NO7 no se cuenta con la fecha estimada, sin embargo, se considera factible en abril del 2029.

Cuadro 8.5.12. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Líneas de Transmisión en 2026

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	147.7	88.6	48.9	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	158.5	99.8	69.2	63	Subterráneo
Subestación Culiacán Potencia -73810- Culiacán Dos	Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	171.6	82.4	45.6	48	Subterráneo
La Higuera -73N00- Campo Gobierno	Culiacán Cuatro -73950-Costa Rica	174.1	104.5	25.9	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	142.9	78.6	47.9	55	Subterráneo
Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	La Higuera -73910- Culiacán Milenium	107.9	83.1	37.3	77	Subterráneo
Culiacán Uno -73870- Culiacán Poniente	Culiacán Uno -73340- Tres Ríos	136.1	69.4	19.1	51	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Milenium -73470- Jaime Sevilla Poyastro	127.7	49.8	13.7	39	Subterráneo

- Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)

autotransformador de la SE Culiacán Poniente.

En la zona Culiacán se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur derivado de la entrada de generación al norte del estado de Sonora.

Por tanto, si no se cuenta con la obra de Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40) se tendrá una transmisión de potencia limitada entre las zonas Los Mochis, Guasave y Culiacán, no se podrán evacuar los excedentes de generación de menor costo en la región, incrementando el costo de operación a nivel sistema.

En algunos escenarios de operación, se tienen excedentes de generación que son transmitidos a través del Corredor de transmisión entre las ciudades de Los Mochis, Guamúchil y Culiacán, saturando la capacidad de transmisión y produciendo una sobrecarga en el banco de transformación de la SE Culiacán Poniente a más del 120 % de su capacidad nominal ante la contingencia de la LT Culiacán Poniente – A3N50 – La Higuera, lo que limita la transmisión de flujo de potencia en el Corredor.

Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla, se presentaría la problemática de baja tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona Culiacán, como se muestra en los Cuadros 8.5.13 y 8.5.14. Por lo cual, será necesario la implementación de EAR para mantener la Red Eléctrica de transmisión y las tensiones dentro de los Límites Operativos.

Aunado a lo anterior, se tendría que realizar una modificación al despacho de las unidades de Central Eléctrica que se ubican al norte de la zona Los Mochis, con el objetivo de evitar la sobrecarga en el

Este proyecto 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 CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de

2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en enero 2025.

Cuadro 8.5.13. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Bancos de Transformación en 2023

Contingencia	Banco de Transformación monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo Pre-contingencia (MVA)
La Higuera -A3N50- Culiacán Poniente	Culiacán Poniente AT1	125.7	471.4	284.2

Cuadro 8.5.14. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Subestaciones Eléctricas en 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.05	109.20	110.38
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.11	109.14	110.38
Choacahui -A3N30/A3NO0- Culiacán Poniente	Costa Rica en 115 kV	2.19	107.06	108.06
	Quilá en 115 kV	5.30	103.95	105.00
	El Dorado en 115 kV	6.38	102.87	103.93

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 8.15.15

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 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 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en

2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2031 y el PEM P20-NO7 para abril del 2029.

Cuadro 8.5.15. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Líneas de Transmisión en 2026

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	209.7	94.4	42.0	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	187.6	93.8	51.6	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73990- Mazatlán Oriente	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	233.3	133.0	97.6	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10-SE Villa Unión	167.5	75.4	23.3	45	Subterráneo
Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	136.8	88.9	14.3	65	Subterráneo
Mazatlán Dos -73NO0- Mazatlán Zapata	Mazatlán Centro -73500- Del Mar	122.5	79.6	45.1	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 "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 voltaje en los periodos de baja carga y minimizar la problemática de sobrecarga en los autotransformadores de la zona

Mazatlán. El análisis de contingencias se muestra en el Cuadro 8.5.16.

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. La opción de sustituir únicamente un autotransformador no soluciona la problemática, ya que se tendría sobrecarga en el autotransformador paralelo que quedaría con la capacidad actual de 100 MVA.

Al mismo tiempo, en la misma zona, se presenta sobrecarga 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.

Con la integración del proyecto descrito y la adición de compensación inductiva 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 CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE su entrada en operación para abril de 2028, está pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE.

Cuadro 8.5.16. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Bancos de Transformación en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
MZD-T7	MZD-AT4	167.6	167.6	96.4	100
	MZD-AT5	167.6	159.4	91.4	100
	HBL-AT2	154.7	154.7	123.03	100

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

Adicionalmente a las obras presentadas en el Noroeste, 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 de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte y consiste básicamente en reforzar la Red Eléctrica 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 CFE Transmisión 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto cuenta con los recursos asignados para iniciar su ejecución. Se estima tener concluido el proyecto en febrero de 2025, por lo que no presenta diferimiento.

Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste

Se detectaron 19 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 CFE

Transmisión 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 Subestaciones Eléctricas, afectando la Continuidad del servicio.

Este proyecto fue identificado en el PAMRNT 2018-2032, y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que se estima tener concluido el proyecto en mayo de 2026.

Impacto en la GCR Norte

Zonas Moctezuma y Casas Grandes

El proyecto P17-NT2 “Nuevo Casas Grandes Banco 3”, el cual considera la instalación de un autotransformador de 100 MVA 230/115 kV en SE Nuevo Casas Grandes, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021 y el proyecto 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 230/115 kV en SE Maniobras María Solar 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 “Nuevo Casas Grandes Banco 3”, se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación para septiembre de 2023 con un avance del 45.7 %, además el proyecto “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” presenta un diferimiento de 60 meses, con una nueva fecha de entrada en operación estimada por CFE Transmisión para abril de 2028. Los diferimientos en las obras mencionadas impactarán en el suministro de energía eléctrica de la zona Moctezuma-Casas Grandes

Las problemáticas actuales en las zonas de influencia son sobrecargas en los autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), llegando estos a 111 % y 106 % de carga respectivamente. Cabe destacar que, para mitigar la sobrecarga de los bancos de transformación, en abril de 2022 se instaló un autotransformador provisional de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (NCG AT-97). Sin embargo, esta medida fue insuficiente. En caso de estar fuera de servicio el autotransformador provisional en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-97) los otros dos autotransformadores (AT-98 y AT-99) alcanzarían valores de 125 % y 120 % de carga respectivamente.

Adicionalmente, el autotransformador de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Moctezuma (AT-99), presentó valores de 113 % de carga y problemas de bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV.

Debido al crecimiento de la demanda que se presentó en los últimos años y de acuerdo con el pronóstico esperado, se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR), mayores pérdidas eléctrica I^2R en el SEN principalmente en demandas altas. Lo

anterior es debido a que la Red Eléctrica de la región se encuentra conformada por Líneas de Transmisión de grandes distancias (poco mallada y longitudinal), además de que no se cuenta con suficiente compensación para el soporte de tensión en la región, ocasionando afectación de carga ante la pérdida de algún elemento de la Red Eléctrica.

Actualmente, ante contingencia de una de las Líneas de Transmisión en 230 kV y/o 115 kV, provoca bajas tensiones en la región ocasionando la operación de esquemas de tiro de carga por protección 27. 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, sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV y bajas tensiones en la Zona; para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR. Estas condiciones de operación se presentan debido a que actualmente no se cuenta con compensación ni transformación suficiente.

Cabe destacar que en 2022 un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región se condicionaron a la entrada en operación de los proyectos “Nuevo Casas Grandes Banco 3” y “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”. Este condicionamiento continuará hasta que no entren en operación dichos proyectos.

Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la región de Moctezuma-Casas Grandes de 660 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras mencionadas en el párrafo anterior se estima 42,303 MWh de ENS.

En las Figuras 8.6.1, 8.6.2 y 8.6.3 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la región en la condición estimada de demanda máxima de 2023. Los autotransformadores de la SE

Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) operarían con 137 y 133 MVA de carga respectivamente y el AT de la SE Moctezuma (AT-99) operaría con 123 MVA de carga.

Además, el tiempo que operarían los autotransformadores de Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), por arriba de su capacidad nominal sería de 1,507 y 1,362 horas respectivamente y en Moctezuma (AT-99) es de 347 horas.

Figura 8.6.1. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-98 en 2023.

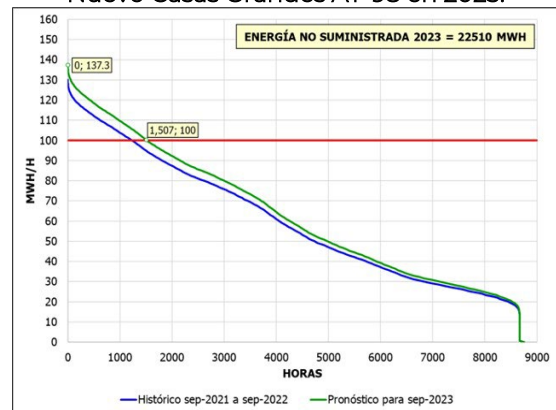


Figura 8.6.2. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-99 en 2023

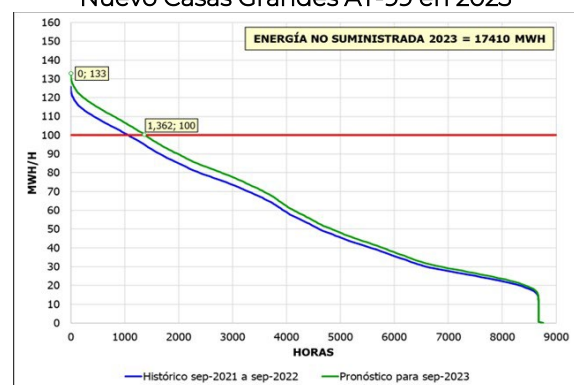
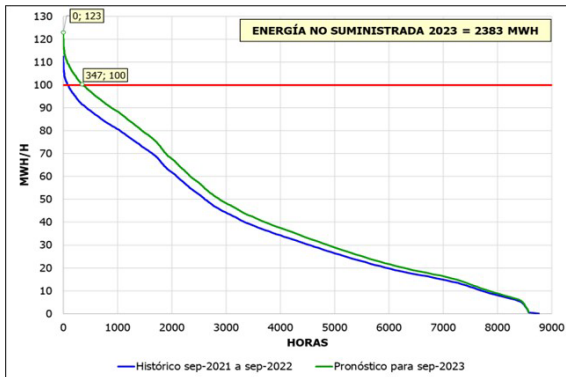


Figura 8.6.3. Curva de duración de la carga de Moctezuma AT-99 en 2023.



En el Cuadro 8.6.1 se presenta un análisis de contingencias en 2023 para mostrar la sobrecarga de los autotransformadores en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) y Moctezuma (AT-97 y AT-99). En el peor de los casos se puede observar que la falla de un autotransformador en paralelo en la SE Nuevo Casas Grandes, provocaría una sobrecarga de 127 MVA en el otro autotransformador en paralelo, y al considerar una falla del autotransformador en paralelo de mayor capacidad en la SE Moctezuma, se presentaría sobrecarga de 213 MVA en el otro autotransformador.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en los proyectos “Nuevo Casas Grandes Banco 3” y “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores en condiciones de primavera-verano con probabilidad de ENS, 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 las Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

La entrada en operación del proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3” resuelve los problemas de sobrecarga de los autotransformadores de la SE Nuevo Casas Grandes, sin embargo, los problemas de

tensión en la región y la sobrecarga del AT-99 de la SE Moctezuma se resolverá hasta la entrada en operación de las obras del proyecto “Soporte de tensión para las Zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”.

Cuadro 8.6.1. Sobrecarga de AT en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) y SE Moctezuma (AT-97 y AT-99) en 2023.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	137	Caso sin contingencia
	227	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	136	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	133	Caso sin contingencia
	224	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	130	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	123	Caso sin contingencia
	130	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	313	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)	186	Caso sin contingencia
	200	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	303	Disparo de MCZ AT-99 - 230/115 kV (225 MVA)

Zona Chihuahua

El proyecto “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 se ha diferido y actualmente tiene fecha de entrada en operación en mayo de 2024 con un avance del 41 %.

En el último año, los dos autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operaron por arriba de su capacidad nominal y los dos autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) operaron por arriba del 90 % de su capacidad.

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.

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 AT de dicha Subestación Eléctrica, actualmente este transformador ha sido retirado para llevar a cabo trabajos de instalación de un autotransformador provisional de 100 MVA, 230/115 kV (CUN AT-97), se espera que se encuentre en servicio para abril de 2023. Sin embargo, esta medida no será suficiente.

Con flujos de potencia altos en el enlace entre las ZOT Juárez y Chihuahua, en escenarios vespertinos ocasiona que se incremente el flujo de potencia por los autotransformadores de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99).

Actualmente para disminuir la carga de los autotransformadores en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99), se tiene implementada como Estrategia Operativa el seccionamiento de Red Eléctrica en 230 kV y la operación de un EAR, disminuyendo con ello la Confiabilidad de la RNT.

Cabe destacar que en 2022 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Chihuahua Norte de 300 MVA, 230/115 kV y el traslado de un AT de la SE Chihuahua

Norte a la SE Avalos. 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 Chihuahua Norte.

Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la zona urbana de Chihuahua de 727 MWh, por lo que se tendrían 23,381 MWh de ENS.

En las Figuras de la 8.6.4 a la 8.6.7 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la región, en la condición de demanda máxima de 2023 sin considerar la entrada en operación del AT provisional de 100 MVA en SE Chihuahua Norte, en donde se observa que los autotransformadores de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían con 123 y 126 MVA respectivamente y los autotransformadores de la SE Avalos (AT-98 y AT-99) operarían con 109 y 111 MVA de carga respectivamente. Además, el tiempo que los autotransformadores de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían por arriba de su capacidad nominal es de 1,169 y 1,644 horas respectivamente y en Avalos (AT-98 y AT-99) es de 87 y 121 horas respectivamente, impactando en la vida útil de estos.

Figura 8.6.4. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-98 en 2023

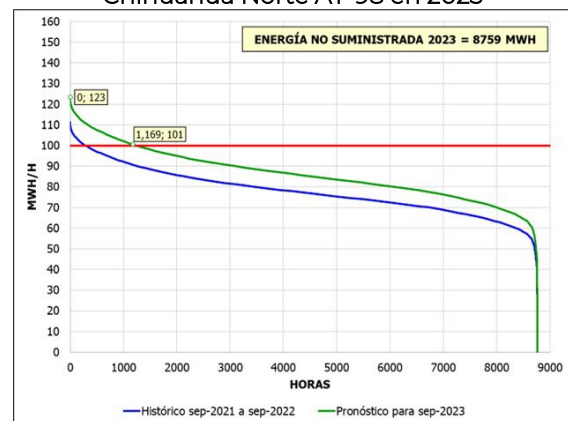


Figura 8.6.5. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-99 en 2023

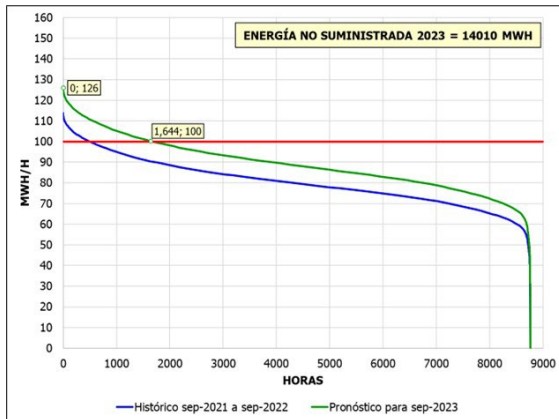


Figura 8.6.6. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-98 en 2023

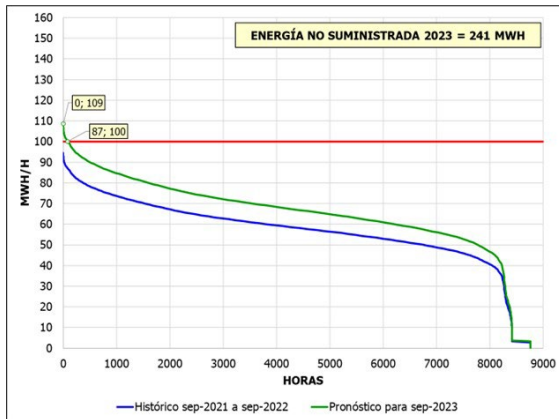
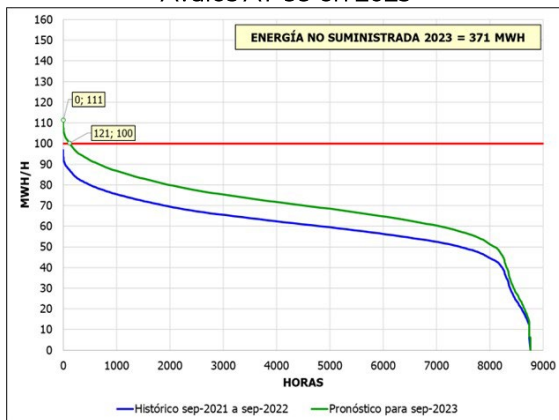


Figura 8.6.7. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-99 en 2023



observar que la falla del autotransformador en paralelo en la SE Chihuahua Norte provocaría una sobrecarga de 103 MVA en el otro autotransformador en paralelo; y al considerar una falla del autotransformador paralelo en la SE Ávalos se presentan sobrecargas de 67 MVA en el otro autotransformador.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores con probabilidad de ENS, 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.

En el Cuadro 8.6.2 se presenta un análisis de contingencias en 2023 para mostrar la sobrecarga de los AT en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) y SE Ávalos (AT-98 y AT-99). En el peor de los casos se puede

Cuadro 8.6.2. Sobrecarga de AT en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) y SE Ávalos (AT-98 y AT-99) en 2023.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	123	Caso sin contingencia
	198	Disparo de CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	183	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	141	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	142	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	146	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	126	Caso sin contingencia
	203	Disparo de CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	192	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	148	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	149	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	153	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	109	Caso sin contingencia
	165	Disparo de AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	146	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	160	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	110	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	100	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	111	Caso sin contingencia
	167	Disparo de AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	150	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	164	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	113	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	102	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV

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 220 MVAR de compensación de potencia reactiva en la Zona, mediante la entrada en operación de 10 bancos de capacitores en la Red Eléctrica de 115 kV, incluyendo el traslado del banco de capacitores de 10 MVAR de SE Chihuahua Norte a la SE El Sauz, el cual ya se realizó su traslado para atender las condiciones previstas a partir del verano de 2023.

Considerando la infraestructura esperada de transmisión y transformación, de acuerdo con el pronóstico de demanda desde el 2024 en la ZOT Chihuahua, es probable que se presenten tensiones por debajo de Límites Operativos permisibles de 0.95 p.u. (límite definido por CdR) y ante la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica asociada se presentarían tensiones inoperables, lo que llevaría afectaciones de carga y posible colapso de tensión en la Zona. 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 “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” se esperan tensiones por debajo de Límites Operativos permisibles de 0.95 p.u., afectación de carga y problemas para brindar el suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga.

Zona Juárez

El proyecto “Terranova Banco 2”, el cual considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA 230/115 kV en la SE Terranova, fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019, con una fecha de entrada en operación en abril de 2024.

De acuerdo con información de CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a junio de 2024.

En 2022, el AT de 300 MVA, 230/115 kV de la SE Terranova (AT-99) operó por arriba del 100 % de su capacidad, un total de 38 horas y por arriba del 90 % de su capacidad, un total de 508 horas (equivalente a 21 días) y el AT de 300 MVA, 230/115 kV de la SE Paso del

Norte (AT-99) operó por arriba del 90 % de su capacidad. Ante el disparo de cualquiera de los dos AT de 300 MVA provocarían la sobrecarga de Líneas de Transmisión de 115 kV y autotransformadores, lo que provocaría el colapso de la región. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

Cabe destacar que en 2022 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Terranova de 300 MVA, 230/115 kV. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la Zona urbana de Juárez.

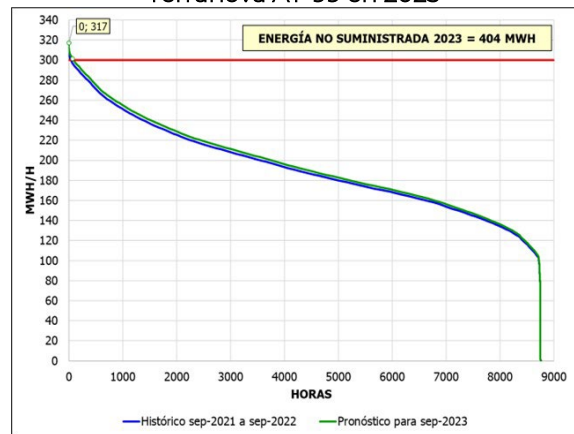
Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la zona urbana de Juárez de 1,190 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto “Terranova Banco 2”, se tendrían 404 MWh de ENS.

En la Figura 8.6.8 se muestra la curva de duración de carga del AT de la SE Terranova, en la condición de demanda máxima de 2024. El autotransformador de la SE Terranova (AT-99) operaría 326 MVA (317 MW) de carga. Además, el tiempo que operaría por arriba de su capacidad nominal es de 124 horas, impactando en la vida útil del equipo.

En el Cuadro 8.6.3 se presenta un análisis de contingencias en 2023 para mostrar la sobrecarga del AT en la SE Terranova (AT-99). En el peor de los casos, se puede observar que ante la falla del autotransformador en la SE Paso del Norte se presentaría una carga de 382 MVA, en la SE Terranova (AT-99).

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Terranova 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 8.6.8. Curva de duración de la carga de Terranova AT-99 en 2023



Cuadro 8.6.3. Sobrecarga del autotransformador en la SE Terranova (AT-99) en 2023

Banco de transformación (Capacidad MVA)	flujo (MV A)	Contingencia
VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)	96	Caso sin contingencia
	147	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	133	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	119	Salida de VJZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	103	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
VJZ AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	94	Caso sin contingencia
	144	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	130	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	117	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	100	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
VJZ AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	94	Caso sin contingencia
	144	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	129	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	117	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	100	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	326	Caso sin contingencia
	382	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	346	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	340	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
REA AT-01 - 230/115 kV (100 MVA)	71	Caso sin contingencia
	107	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	108	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-02 - 230/115 kV (100 MVA)	72	Caso sin contingencia
	108	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	109	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-03 - 230/115 kV (100 MVA)	72	Caso sin contingencia
	108	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	110	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-04 - 230/115 kV (100 MVA)	92	Caso sin contingencia
	137	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	140	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	300	Caso sin contingencia
	363	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	315	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)

El proyecto P22-NT1 "Paso del Norte Banco 2" fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por 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 230/115 kV en SE Paso del Norte y 105 MVA 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 CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a agosto de 2028.

Considerando la infraestructura actual de transmisión y transformación, así como el segundo autotransformador programado en la SE Terranova de 300 MVA, 230/115 kV (instruido en 2019 con clave PEM P19-NT1) y la demanda máxima pronosticada de la Zona en 2026 de 1,308 MW, la carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) del autotransformador en la SE Paso del Norte de 300 MVA será de 103 % de su capacidad nominal, mientras que los autotransformadores en la SE Valle de Juárez y SE Reforma estarían operando al 90 % de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de la contingencia del disparo del AT-99 en la SE Paso del Norte, los autotransformadores en la SE Valle de Juárez (3x100 MVA) alcanzarían cargas del 124 % y el AT-04 de la SE Reforma (100 MVA) operaría con una carga del 137 %, mientras que los tres bancos restantes de la misma Subestación Eléctrica alcanzarían valores del 105 % de su capacidad nominal.

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 “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 EAR para solventar le 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.

Zona Laguna

El proyecto P16-NTI “Zona La Laguna”, el cual considera la instalación de un transformador de 375 MVA 400/115 kV, la construcción de una nueva línea de transmisión en 115 kV y la recalibración de 4 Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV, fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016, con una fecha de entrada en operación en abril de 2020.

Sin embargo, el proyecto se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación para agosto de 2024.

En 2022 la demanda máxima de la ZOT Laguna fue 1,314 MW el 13 de junio de 2022 a las 17:20 horas. Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la ZOT Laguna aproximadamente de 1,329 MW y ante la ocurrencia de contingencia sencilla (N-1) de transformación en la SE Torreón Sur, provocaría sobrecarga en los autotransformadores y la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT.

De igual manera en demandas medias y altas en la ZOT Laguna, sin el proyecto

citado P16-NTI, al evaluar la pérdida de generación de la CCC Iberdrola Laguna por falla o mantenimiento, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV que podría originar el disparo de varias Líneas de Transmisión en cascada, lo cual podría llevar a la ZOT a la degradación de la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

Para mitigar lo descrito anteriormente, se tiene como Estrategia Operativa seccionar la Red Eléctrica de 115 kV con apertura de hasta 11 Líneas de Transmisión, lo que disminuye la Confiabilidad de la RNT.

En el Cuadro 8.6.4 se presenta un análisis de contingencias para el año 2023, sin considerar en operación el proyecto P16-NTI, para mostrar las problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y Líneas de Transmisión ante contingencias sencillas en la ZOT Laguna. En el peor de los casos, se puede observar que ante la falla del autotransformador en la SE Torreón Sur (AT-01) se presentaría una carga de 152 MVA y 124 MVA, en el Corredor de 115 kV entre las SE Torreón Oriente – Valle Verde -California las cuales tienen una capacidad de 120 MVA.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P16-NTI “Zona La Laguna”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y Red Eléctrica de 115 kV de la ZOT Laguna, lo que puede llevar a la degradación de la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico; 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, de no poder atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

Cuadro 8.6.4. Análisis de contingencias en la Zona de Operación Transmisión Laguna sin y con proyecto instruido "Zona La Laguna" para el año 2023.

Propuesta de Obras en ZOT Laguna		CASO BASE		DISPARO MAT-73520-AND		DISPARO TRS AT-01		DISPARO TRS T-02	
Elemento Monitoreado	CAPACIDAD MVA	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
LT		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
PH-73NT0-LAU	120	83	78	123	116	74	68	102	82
TRS-73580-TAK	120	75	-	82	-	119	-	-9	-
TRS-73590-TOT	120	57	-	63	-	92	-	-7	-
TRS-73NT0-TAK	196	-	96	-	104	-	140	-	80
TRS-73NT0-TOT	196	-	74	-	80	-	109	-	61
TOT-73NT0-CFN	196	-	49	-	55	-	88	-	35
TOT-73320-VAE	120	75	63	87	70	152	102	-57	49
VAE-73280-CFN	120	47	35	58	42	124	74	-86	21
TRS-73560-MMI	120	79	-	81	-	120	-	13	-
TRS-73NT0-MMI	196	-	89	-	91	-	123	-	77
AND AT-98	100	72	66	55	49	48	45	109	72
AND AT-99	100	70	63	53	47	47	43	105	70
GPL AT-97	100	46	37	54	44	24	16	87	45
GPL AT-98	100	48	38	55	45	25	17	89	46
GPL AT-99	100	45	36	52	43	23	16	84	44
NAZ AT-99	300	137	120	146	127	80	71	237	136
TRS AT-01	375	278	230	273	224	0	0	521	274
TRS T-02	375	301	180	308	184	486	263	0	0
TRS T-NT	375	-	180	-	184	-	263	-	305

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-NTI "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 el Transportista la fecha actualizada de entrada en operación es abril de 2028.

En 2022 se presentaron problemas de baja tensión en la región de Mesteñas. La tensión en esta región es muy sensible a los cambios de carga, lo que ha ocasionado que en demandas altas operen esquemas de tiro de carga por baja tensión (PR-27). Al operar estos esquemas, la tensión se eleva de manera importante, por lo que posteriormente operan los esquemas de disparo por alta tensión (PR-59) de los bancos de capacitores, lo que trae como consecuencia, variaciones importantes en la tensión de las Subestaciones Eléctricas de esa región.

Cabe destacar que se han atendido solicitudes de Conexión, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P20-NTI. 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 8.6.5 se presenta un análisis de contingencias en 2023 sin considerar las obras del proyecto P20-NTI, 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 8.6.5. Análisis de contingencias en escenario previsto en la Región de Mesteñas en 2023 (Sin Proyecto) – Tensiones en Subestaciones Eléctrica.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Tensión		Contingencia
	p.u.	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)

Zona Camargo

El proyecto P17-NT5 “Francisco Villa Banco 3”, el cual considera la instalación de un autotransformador de 100 MVA 230/115 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 agosto de 2027.

En 2022, los autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Francisco Villa (AT-98 y AT 99) operaron alrededor del 90 % de su capacidad. Ante el disparo de uno de ellos provocaría una carga por arriba de 170 MVA en el otro AT, lo que pudiera provocar la pérdida de este autotransformador, lo que dejaría sin Suministro Eléctrico a una región importante de lo zona.

Para el pronóstico de 2025, se espera que la demanda alimentada por la SE Francisco Villa sea de 210 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto P17-NT5 “Francisco Villa Banco 3”, ocasionaría una carga por arriba de su

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P20-NTI “Soporte de tensión para la región Mesteñas”, se tendría degradación en la Calidad de tensión en todas las Subestaciones Eléctricas 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.

capacidad nominal en cada uno de los autotransformadores actuales.

En el Cuadro 8.6.6 se presenta un análisis de contingencias en 2025 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 212 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.

Cuadro 8.6.6. Sobrecarga de los AT en la SE Francisco Villa (AT-99 y AT-98) en 2025.

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Flujos (MVA)	Contingencia
FVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	106 212	Caso sin contingencia Salida de FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)
FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	105 212	Caso sin contingencia 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 80 MVAR, fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, e instruido por SENER a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación abril de 2027.

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 2024 en condiciones de Red Eléctrica completa se presenten tensiones inferiores a 0.95 p.u. (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 27 (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 en la fecha programada las obras consideradas en el proyecto instruido “Soporte de Tensión en ZOT Camargo”.

Impacto en la GCR Noreste

Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País (I19-CE1) y Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – Salero (P18-NE2)

Estos dos proyectos instruidos tienen impacto en la Confiabilidad a nivel SIN, debido a que incrementan la capacidad de transmisión de la GCR Noreste hacia las GCR Occidental y 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 tiene fecha factible de término por parte de CFE para diciembre de 2025, en procesos de contratación en 2023.

En la Figura 8.7.1 se ve la curva de duración de potencia activa de la Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro (LT Las Mesas – A3150 – Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3160 – Querétaro Potencia Maniobras), comprendida entre el periodo del 1 de enero y el 31 de diciembre del 2022.

De esta Figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 2,053 MW y ha superado alrededor de 193 horas los 1,820 MW, que corresponde a su Límite Operativo de planeación de largo plazo sin operación de EAR, y aproximadamente 8 horas por arriba de los 1,960 MW que corresponde a su Límite Operativo de planeación de largo plazo con 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 durante varias horas del año a su máxima capacidad.

De igual manera, la construcción del proyecto P18-NE2 incrementa el Límite Operativo hacia el Occidente del país y mejora la Confiabilidad de los Centros de Carga Industriales de la región de Saltillo al reducir la probabilidad de operación del EAR instalado en la zona de Derramadero. CFE Transmisión informó una fecha factible de entrada en operación para julio de 2024, el proyecto tiene recursos asignados y prevé su contratación en tercer trimestre de 2023.

En la Figura 8.7.2, se observa la curva de duración de flujo a través de las Líneas de Transmisión que involucran la zona Derramadero/Ramos Arizpe Potencia y Primero de Mayo/Salero (Corredor Saltillo – Aguascalientes). El máximo flujo establecido para esta Compuerta de Flujo es de 1,420 MW con EAR y en la figura se observa que el valor máximo de flujo a través de estas Líneas de Transmisión ha alcanzado niveles de 1,574 MW y se ha operado arriba de 1,420 MW por más de 31 horas en el periodo del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2022; denotándose la necesidad de construcción de este proyecto.

El diferimiento de ambos proyectos ocasionará que se sigan presentando valores altos de flujo de potencia activa en las Compuertas de Flujo mencionadas e incluso violaciones en los mismos, principalmente en condiciones de falla de

Línea Transmisión y/o indisponibilidad de generación. Aunado a esto se tendrá energía eléctrica embotellada en algunas regiones del país donde se tienen precios competitivos, lo cual encarecería el costo de la energía eléctrica despachada en el MEM.

Figura 8.7.1. Curva de duración de flujo de la Compuerta Las Mesas – Querétaro, del 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022

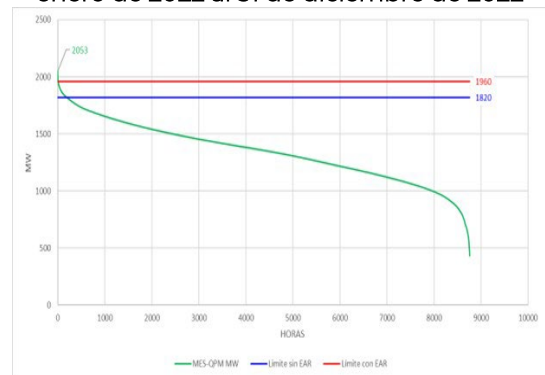
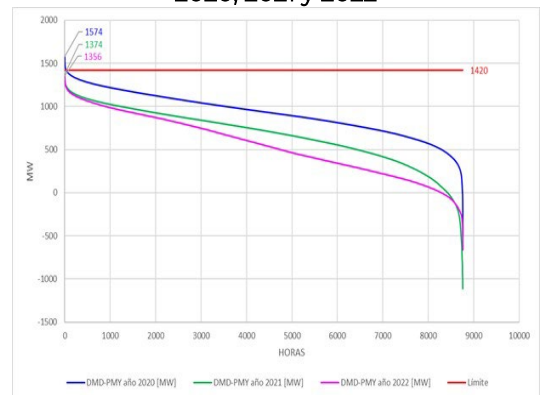


Figura 8.7.2. Curva de duración de flujo de la Compuerta Saltillo – Aguascalientes, durante 2020, 2021 y 2022



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 Subestaciones Eléctricas de 400/115 kV y 230/115 kV como a las Centrales

Eléctricas 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 Subestaciones Eléctricas 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:

1.- Restricción en la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas 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.

2.- 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.

3.- Limitar la ampliación de la Red Eléctrica en la ZMM, con incorporaciones de elementos que se enlazan de zonas adyacentes.

4.- Se cuenta con Subestaciones Eléctricas 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 Subestación Eléctrica 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.

5.- 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.

6.- 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 CFE Transmisión es de febrero de 2025, se prevé su contratación en 2023.

En cuanto al suministro de la demanda, se tiene instruido el proyecto P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2, el cual tiene fecha de entrada en operación en abril de 2024 por lo que no se observan afectaciones en la Confiabilidad de la zona para este proyecto.

Zona Linares

- Ampliación de la Red Eléctrica de 115 kV del Corredor Tecnológico - Lajas

Para la zona Linares, se instruyó el proyecto de refuerzo en la transmisión P19-NE1, el cual consiste en una nueva LT en 115 kV Regiomontano – Ladrillera y tres bancos de capacitores en 115 kV. De acuerdo con las nuevas fechas proporcionadas por CFE Transmisión, estas obras estarían en operación a partir de junio de 2024 y prevé su contratación en 2023. El comportamiento de la tensión en las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia de este proyecto alcanza niveles fuera del límite mínimo de operación (0.95 p.u.) en la Red Eléctrica de 115 kV, resultando la SE Montemorelos con mayor afectación, la cual, del periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, operó 1,211 horas por debajo del límite mínimo, ofreciendo baja Calidad de suministro a los Centros de Carga que son alimentados por dicha Subestación Eléctrica.

Otra problemática que se presenta es la poca Confiabilidad existente en la zona, por la operación de forma radial de la mayoría de los Centros de Carga, lo cual conlleva a que ante contingencias sencillas existan afectaciones de carga significativas. La pérdida del transformador de relación 400/115 kV de la SE Lajas representa la contingencia más severa, donde la afectación de la carga alcanza valores de hasta 113 MW en condiciones de alta

demanda que se presentan durante el verano.

Adicional a las problemáticas mencionadas, la zona de Distribución Montemorelos-Linares cuenta con poca flexibilidad con respecto a el otorgamiento programado de permisos para desconexión de equipo eléctrico con motivo de mantenimiento (licencias); o bien por indisponibilidad de éste, ya sea por falla o mantenimiento de emergencia en la Red Eléctrica de la zona, siendo los más relevantes la barra de 115 kV y el transformador 400/115 kV de la SE Lajas.

Al salir de servicio la barra de 115 kV o el transformador de relación 400/115 kV de la SE Lajas por mantenimiento, es necesario dejar fuera de operación el sistema de bombeo de Cerro Prieto (SE Libertad, Huertas, Salitrillo y Cerro Prieto) por no poder brindar el suministro de energía eléctrica con una tensión dentro de los rangos de operación establecidos en el CdR. La capacidad instalada del sistema de bombeos es de 7.5 MW por Subestación Eléctrica para un total de 30 MW. En el periodo comprendido de 2013 a 2017 la afectación al sistema de bombeo por fallas en los elementos en la SE Lajas fue de 4.8 horas en promedio al año, mientras que por mantenimientos fue de 24.4 horas en promedio al año, lo que ocasionó afectaciones por ENS de 525.6 MWh en promedio; para el periodo del 01 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2022, las afectaciones al sistema de bombeo se estiman en un total de 34 horas, es decir, un promedio anual de 6.8 horas, afectando la calidad de vida de la Zona Metropolitana de Monterrey.

De igual manera es complicada la desconexión de las LT Lajas – 73580 – Linares o Lajas – 73090 – Ladrillera ya que esto impide alimentar la totalidad de la carga de manera radial desde las SE Tecnológico y Güémez.

En caso de no existir obras de refuerzo en la zona, las problemáticas aquí descritas seguirán agravándose, deteriorando la Calidad, Continuidad y Confiabilidad del servicio a los Usuarios Finales.

Zona Sabinas

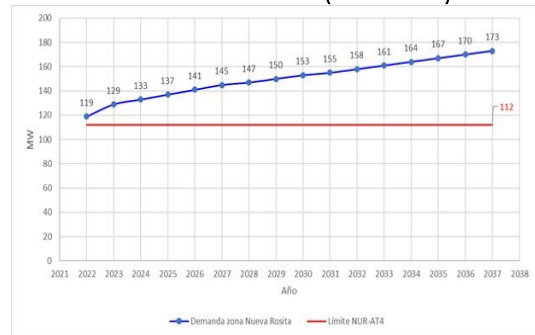
- Nueva Rosita Banco 2

En el 2017 se instruyó para la zona Sabinas el proyecto “P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2”, con fecha de entrada en operación de abril de 2023.

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.

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2023 se presente una demanda de hasta 129 MW en el escenario de verano, lo cual supera la capacidad nominal del transformador de 230/115 kV de 112 MVA de la SE Nueva Rosita en un 15 %, 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 voltaje en la zona Sabinas.

Figura 8.7.3 Pronóstico de la demanda de la zona Nueva Rosita (PDS 2023)



Debido al retraso de la obra, se tendrá un diferimiento en la fecha de entrada en operación para enero de 2028, es decir la obra entrará con tres años de retraso, asimismo, no está incluida en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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.

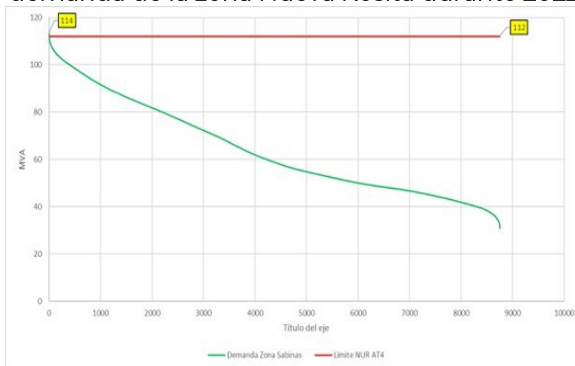
Estas medidas incluyen la operación de sus instalaciones con sobrecargas, que resultan en sobrecalentamientos y por tanto en un acortamiento de la vida útil de los equipos por envejecimiento prematuro de sus aislamientos, ENS por cortes de carga manuales o por falla en algún elemento, lo que implica no atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga, poner en riesgo la integridad de la región ante contingencias sencillas o pérdida de generación 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.

Figura 8.7.3 Curva de duración de carga de la demanda de la zona Nueva Rosita durante 2022



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 (230/138 kV)”, con fecha de entrada en operación de abril de 2024. La fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación corresponde a abril de 2029.

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.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda, se prevé que para 2026 la falla del autotransformador de la SE Llano Grande ocasionará una sobrecarga en el autotransformador de la SE Matamoros Potencia; así como en los dos autotransformadores de la SE Lauro Villar, siendo en estos últimos donde se generará una sobrecarga mayor al 20 %, lo anterior por la cercanía eléctrica de estas dos Subestaciones Eléctricas. Con probabilidad de ENS durante la falla del autotransformador y del tiempo del cambio de la fase fallada, según sea el caso.

Los niveles de carga que se han alcanzado en la transformación 230/138 kV de Subestaciones Eléctricas en la zona de Matamoros ponen en riesgo la Continuidad y la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la región. De acuerdo con los estudios realizados y con base al pronóstico de la demanda. En el año 2023 la zona alcanzará una demanda máxima coincidente de zona de 591 MW situando al banco de transformación de la SE Matamoros Potencia al 97.8 % de su capacidad nominal de operación. Dado los tiempos de implementación de la obra, se estimó que pueda ser construida en el año 2024, por lo que los estudios de flujos se llevan a cabo con el escenario del verano del año 2024, en un día hábil a las 23:00 horas, cuya demanda es igual a la demanda máxima coincidente de zona del año 2023.

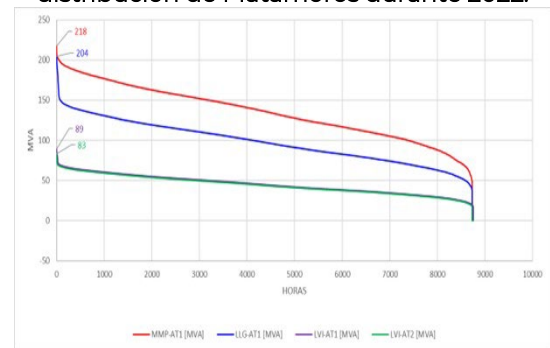
Ante la contingencia sencilla más severa en la zona (el disparo del autotransformador de la SE Llano Grande), en el año 2023, se presentan escenarios con degradación en la

Calidad y Continuidad en el Suministro Eléctrico, con probables afectaciones de carga en la Red Eléctrica para 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, esto se ve reflejado en los valores de operación alcanzados en los autotransformadores de la SE Matamoros Potencia y Lauro Villar (118 %, 115 % y 111 % de su valor nominal de operación), el flujo alcanzado en la LT 83680 de la SE Matamoros Potencia al Tap de la SE Siderúrgica del Golfo (108 % del valor nominal) y el voltaje de la SE Valle Hermoso (0.94 p.u.).

De no llevarse a cabo la obra, se perderían los siguientes beneficios:

- Beneficios por mayor capacidad de suministrar energía eléctrica a la zona Matamoros.
- Ahorros por reducción de costos de ENS.
- Ahorros por reducción de pérdidas eléctricas I2R.
- Incentivar la inversión en los nuevos desarrollos industriales, comerciales y residenciales de la zona, garantizando suficiente infraestructura eléctrica en el largo plazo.
- Mejorar las condiciones de Calidad de energía eléctrica 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.

Figura 8.7.4. Curva de cargabilidad de los AT de potencia que alimentan a la zona de distribución de Matamoros durante 2022.



Impacto en la GCR Peninsular

Zonas Campeche y Carmen

- Puerto Real Bancos 1 y 2

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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta enero de 2025 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de las Zonas Campeche y Carmen.

El enlace ESA-ATS está constituido por dos autotransformadores en la SE Escárcega potencia de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno, suministra la totalidad de la demanda de la Zona Carmen y parcialmente la demanda de la Zona Campeche. El Límite Operativo en el enlace ESA-ATS en Estado Operativo Normal es de 110 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 195 MW con posicionamiento de EAR-DAC.

Con la entrada en operación en noviembre del 2020 de transformación en la SE Escárcega de 400/230 kV y 330 MVA de capacidad para aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia la Península de Yucatán, también se incrementó el flujo de potencia en la transformación 230/115 kV en ESA-ATS.

Derivado de la instalación de la transformación 400/230 kV en SE Escárcega, los altos flujos en el enlace de transmisión Sureste – Escárcega e incrementos en la demanda de la Zona Carmen, se presenta la sobrecarga de la transformación 230/115 kV en la SE Escárcega Potencia en condiciones de Red Eléctrica completa. Para mitigar la sobrecarga es necesario sincronizar generación TG con diésel en Zona Carmen ó realizar seccionamiento de Red Eléctrica con la finalidad de evitar la eventual afectación de carga por operación de EAR-DAC.

En el año 2022 el enlace ESA-ATS presentó un flujo máximo de 196 MW e incluso de no haberse despachado generación TG en CE Carmen, se hubiera alcanzado un flujo de potencia por el enlace de 204.7 MW. La Zona Carmen estuvo en riesgo de afectación de carga durante 6494 horas (74 % del año) ante contingencia de uno de los transformadores que constituye el enlace ESA-ATs.

En mayo del 2022, se registró la operación el ESA-AT 01 y ESA-AT 04 a su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa, por lo cual se requirió 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 a valores por debajo de su capacidad nominal.

Con la entrada en operación del proyecto de CCC Valladolid en 2023, 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 Subestaciones Eléctricas en 115 kV, es la única fuente de suministro de Ciudad del Carmen en donde se tiene un Límite Operativo en Estado Operativo Normal de 115 MW definido por estabilidad de tensión y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite 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 2022 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 117.3MW en donde en 5 hora se superó el Límite Operativo en Estado de Operación Normal. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel en CE Carmen se hubiera alcanzado un flujo de 120.8 MW y se hubiera superado el Límite Operativo en Estado de Operación Normal en 16 horas. Durante prácticamente todo el año 2022 se tuvo un Límite Operativo en Estado Operativo Normal en el enlace Sabancuy-Carmen de 105 MW por indisponibilidad de febrero a diciembre de los elementos de compensación fija en la isla de ciudad del Carmen, por lo que se estuvo operando por arriba del Límite Operativo en Estado Operativo Normal y en riesgo de afectación de carga por 96 horas (1 %).

En 2026 se pronostica una demanda de la Zona Carmen de 127 MW y de la Zona Campeche de 243 MW, por lo cual, sin el despacho de generación TG en CE Carmen

los autotransformadores de la SE Escárcega Potencia operarían al 100 % de su capacidad.

En la Figura 8.8.1 se muestra la curva de duración de la demanda de la Zona Carmen. Se puede observar que en la condición de demanda máxima operaría por encima del Límite Operativo en Estado de Operación Normal del enlace Sabancuy – Carmen en al menos 716 horas (8 %) y se superaría el Límite Operativo de Estado en Alerta por 93 horas (1 % del año), en 2026, por lo que se requerirá del despacho de generación TG con diésel en CE Carmen, para evitar dicha condición operativa.

En la Figura 8.8.2 se muestra la curva de duración de flujo por los autotransformadores de la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS). Se puede ver que en las 42 horas de mayor demanda existe primero la sobrecarga del enlace Sabancuy – Carmen, por lo cual la generación TG con diésel se ve reflejada también en los autotransformadores de la

SE Escárcega Potencia. No obstante, en aproximadamente 6970 horas (79 % del año) se operará con el EAR-DAC esperando la falla del autotransformador paralelo, por lo cual estaría en riesgo el Suministro Eléctrico de las Zonas Carmen y Campeche la mayor parte del año.

En el Cuadro 8.8.1 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los autotransformadores en la SE Escárcega Potencia considerando el despacho de 33 MW de generación TG con diésel en CE Carmen. Se puede observar que la falla del autotransformador paralelo produce sobrecargas de hasta 54 % en el autotransformador que se mantiene en servicio. Bajo esta condición de demanda máxima se tendrían que interrumpir aproximadamente 50 MW de demanda en Ciudad del Carmen, es decir el 37 % de la demanda de la zona, mientras se recupera el autotransformador fallado, o se sustituye la fase fallada, según sea el caso.

Cuadro 8.8.1. Sobrecarga de autotransformador en la SE Escárcega Potencia en 2026 despachando 33 MW de generación turbogás en Carmen

Autotransformador (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Escárcega Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	85.0 152.6 114.4	Caso sin contingencia Salida de Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)
Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	87.4 153.5 117.5	Caso sin contingencia Salida de Escárcega Potencia -AT1 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)

Figura 8.8.1. Curva de duración de la demanda de la Zona Carmen esperada para 2026

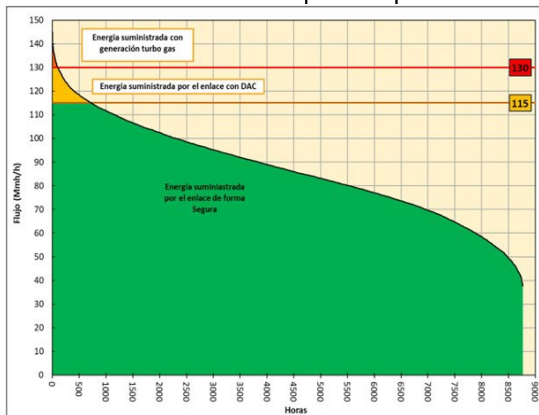
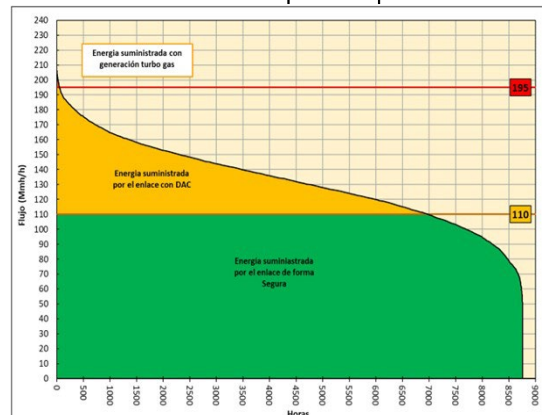


Figura 8.8.2. Curva de duración de flujo del enlace ESA-ATS esperada para 2026



Zona Mérida

- 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta enero de 2025. 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), CANCEL 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 Operativo 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 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 2022 la demanda máxima registrada en la zona Mérida fue de 786 MW.

El enlace MDA-ATS alcanzó un flujo de potencia máximo en el 2022 de 580 MW, equivalente a un 97 % 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 2374 horas (27 % 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 631 MW y la zona Mérida estaría en riesgo de afectación de carga durante 4308 horas (49 % del año) ante contingencia de uno de los autotransformadores que componen el enlace.

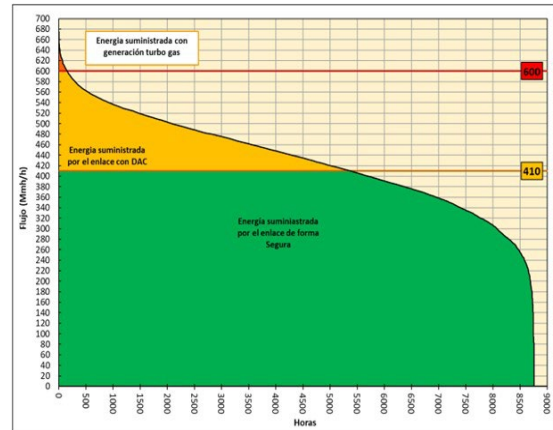
En 2023 se pronostica un incremento de demanda en la zona Mérida de aproximadamente 6.9 %, equivalente a 840 MW, por lo cual sin el despacho de la generación instalada en la SE Mérida II los autotransformadores del enlace MDA-ATS operaran por arriba de su capacidad nominal.

En la Figura 8.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS esperada para 2023. Se puede observar que en la condición de la demanda máxima de la zona Mérida se requieren de aproximadamente 75 MW de generación por al menos 138 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 unidades de Central Eléctrica térmicas, el despacho de 84 MW de la unidad de Central Eléctrica térmica restante y la unidad de Central Eléctrica TG con diésel de 30 MW apenas sería suficiente para evitar la sobrecarga en Red Eléctrica completa de los autotransformadores. Sin embargo, de presentarse en ese momento baja disponibilidad de la generación eólica instalada en la zona, se tendría la sobrecarga en el autotransformador de la SE Norte.

En el Cuadro 8.8.2 se presenta un análisis de contingencias para identificar la sobrecarga de los autotransformadores 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 autotransformador produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 53 %, en el

autotransformador de la SE Norte. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 185 MW de carga en la Zona Mérida, es decir el 22 % de la demanda para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 %, mientras se recupera el autotransformador fallado, o se sustituye la fase fallada, según sea el caso

Figura 8.8.3. Curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS en 2023



Cuadro 8.8.2. Sobrecarga de AT de la Zona Mérida en 2023 despachando 100 MW de la Central Térmica Mérida II

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)	93.8 150.2 103.5	Caso sin contingencia Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA) Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	95.0 132.0 129.0	Caso sin contingencia Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA) Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)	98.0 137.0 133.0	Caso sin contingencia Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA) Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)	100.0 153.3 110.6	Caso sin contingencia Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA) Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)

- 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2028.

El corredor industrial Mérida – Umán es suministrado por los transformadores 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 8.8.4 se muestra la curva PV del enlace Sur-Umán-Maxcanú que resume lo anterior descrito.

En 2022 se registró una demanda máxima en la SE Umán de 34 MW, superando el límite en Estado Operativo Normal durante 1460 horas. Se presentó un incremento del 21 % de demanda en la Subestación Eléctrica con respecto a la registrada en el 2020. Esto se puede apreciar en la curva de duración de carga de la Figura 8.8.5.

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 Subestación Eléctrica. En esta condición, la carga quedaría alimentada desde la SE Lerma a 169.5 km de distancia.

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 Confiabilidad, 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 incrementará las horas del año en operar 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 8.8.6 mediante la curva PV del enlace Mérida II-Hunxectamán-Lerma.

En el Cuadro 8.8.3 se presentan las problemáticas de baja tensión de acuerdo con el pronóstico de carga al 2026 y ante las contingencias de los enlaces Sur - Umán y Mérida II - Hunxectamán, en donde se tendrían tensiones inferiores a 0.95 p.u. en las SE Umán, y Hunxectamán, respectivamente. Para evitar operar con tensiones inferiores a 0.95 p.u. el operador tendría que realizar cortes manuales de carga de aproximadamente 8.1 MW en la SE Umán (21 % de la demanda) y 6.7MW en la SE Hunxectamán (25 % de la demanda).

Figura 8.8.4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Sur - Umán - Maxcanú (Sin Proyecto)

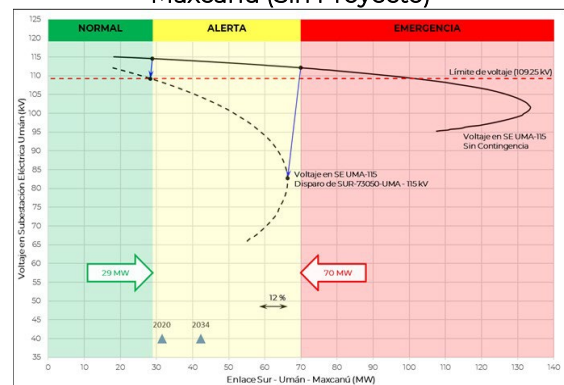


Figura 8.8.5. Curva de duración de la demanda de SE Umán en 2022

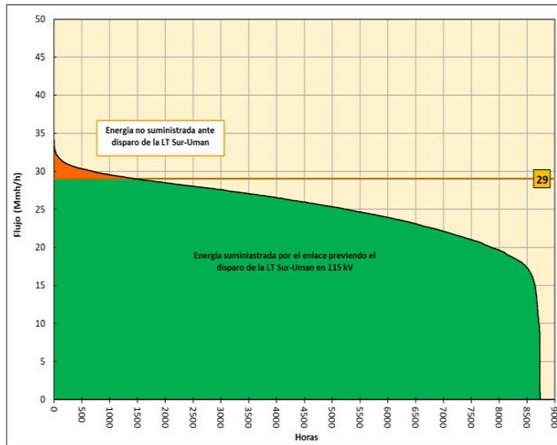
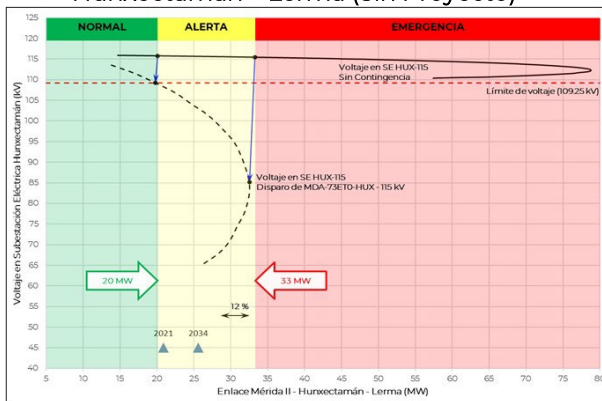


Figura 8.8.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Mérida II – Hunxectamán – Lerma (Sin Proyecto)



Cuadro 8.8.3. Bajas tensiones en las Subestaciones Eléctricas del corredor Sur – Umán y Mérida II – Hunxectamán en 115 kV.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u	kV	
Umán (115 kV)	1.00	114.6	Caso sin contingencia Salida de LT Sur -Umán- 115 kV
	0.93	106.6	
Hunxectamán (115 kV)	1.01	116.0	Caso sin contingencia Salida de LT Mérida II - Hunxectamán - 115 kV
	0.90	103.5	
Maxcanú (115 kV)	1.00	114.8	Caso sin contingencia Salida de LT Sur -Umán- 115 kV
	0.96	110.6	

Isla Cozumel

Línea de Transmisión 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 CFE Transmisión para entrar en operación en 2018.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta enero de 2025.

El enlace Cozumel está constituido por dos líneas de media tensión submarinas 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 Operativo 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 EARDAC. 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, CFE Distribución 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 Operativo hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 31 MW con Red Eléctrica completa, haciendo necesario despachar generación turbogás 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 solicito trasladar la unidad móvil de emergencia 13 propiedad de CFE Corporativo de la Subgerencia de Ciclos Combinados y Turbinas de Gas, con capacidad de 12.5 MW hacia SE Chankanaab, entrando en operación en diciembre del 2021.

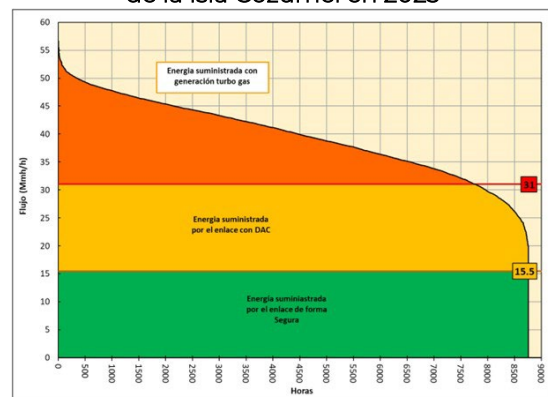
Lo anterior, ha tenido un impacto significativo en la Confiabilidad del suministro de la demanda de la Isla Cozumel, así como un importante incremento en los costos de producción ya que se ha despachado generación TG con diésel la mayor parte del año para evitar la sobrecarga de los cables submarinos del enlace Cozumel.

En 2022 el enlace Cozumel alcanzó un flujo de potencia máximo de 31 MW y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera alcanzado un flujo de 51 MW. En 7961 horas (91 % del año) se despachó generación TG con diésel para evitar sobrecargar los cables submarinos en Red Eléctrica completa.

En la Figura 8.8.7 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel esperada para 2023. 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 TG con diésel en la CE Chankanaab por 7,748 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 26 MW de generación TG con diésel. Por tanto, 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 27 % de la demanda máxima de la Isla de Cozumel, pudiendo ser montos mayores, alrededor de 41 MW, en caso de que en el evento transitorio se disparara las UCE TG.

Figura 8.8.7. Curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel en 2023



Zonas Cancún y Riviera Maya

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 CFE Transmisión.

CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos instruidos entrarán en operación en octubre y noviembre de 2025, y tienen recursos asignados para contratación en 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

El enlace VAD-CNC está constituido por dos Líneas de Transmisión en 400 kV que unen a las SE Dzitnup y Riviera Maya, dos Líneas de Transmisión 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. El Límite Operativo en el enlace VAD-CNC en Estado Operativo Normal es de 800 MW ante contingencia n-1, determinado por estabilidad de tensión en la zona Cancún y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 880 MW con EAR-DAC. En estas zonas del país se tiene una capacidad instalada de 216 MW de Central Eléctrica de generación TG con diésel de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab. La antigüedad de dichas unidades de Central Eléctrica 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 Líneas de Transmisión en 400 kV Dzitnup – Riviera Maya y tiene como Límite Operativo Estado Operativo

Normal 310MW ante contingencia n-1 y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 495 MW con EAR-DAC.

En Junio de 2022 derivado de un Oficio emitido por la Dirección General de CFE Transmisión en el que se 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 tiene actualmente un Límite Operativo en Estado Operativo Normal de 630 MW en el corredor VAD-CNC, y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 850 MW con EAR-DAC.

En 2022 el enlace VAD-CNC alcanzó un flujo máximo 874 MW, superando en 1245 horas el Límite Operativo de Estado Operativo Normal ante n-1. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia de 1020 MW, superando el límite transmisión en Estado Operativo Normal en 3116 horas (36 % del año). De igual forma el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 567 MW y en 3783 horas se superó el Límite Operativo de Estado Operativo Normal.

Tomando en cuenta la consideración de la pérdida de Red Eléctrica de 400kV del enlace Dzitnup – Riviera Maya con la misma probabilidad de ocurrencia que la n-1 y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera superado el Límite Operativo en Estado Operativo Normal del corredor VAD-CNC en 7022 horas (80 % del año) e incluso se superaría el Límite Operativo en Estado Operativo de Alerta en 1827 horas (21 % del año).

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 2024 se tendrían sobrecargas en Red Eléctrica completa en los autotransformadores de la SE Playa del Carmen (2x100 MVA, 230/115 kV) y ante diversas contingencias de los autotransformadores 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 8.8.8 se muestra la curva de duración de flujo del enlace VAD-CNC que se espera con el crecimiento pronosticado (18 %) para 2024 con respecto al año 2022, 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 6079 horas (69 % del año). A partir de un flujo de potencia de 880 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 4620 horas del año (53 % del año). Con demandas superiores a 1,096 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera aún con el despacho de 216 MW de generación TG, se superaría el Límite Operativo del enlace VAD-CNC; condición que sucedería 354 horas (4 % del año) en 2024.

En la Figura 8.8.9 se muestra la curva de duración de flujo del enlace Valladolid – Cancún que se espera con el crecimiento pronosticado (18 %) para 2024, tomando como límites de transmisión en Estado de Operación Normal y Alerta los fijados por la consideración del disparo doble (Dzitnup A3Q60/A3Q70 Riviera Maya) en la Red Eléctrica de 400kV con la misma probabilidad de ocurrencia que la N-1. A partir de un flujo de potencia de 630 MW se

tendrá que operar con el EAR-DAC posicionado; esta condición se presentaría en al menos 8,169 horas (93 % del año). A partir de un flujo de potencia de 850 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 5,157 horas (59 % del año). Con demandas superiores a 1,066 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera, aún con el despacho de 216 MW de generación TG, se superaría el Límite Operativo del enlace Valladolid – Cancún; condición que sucedería durante 738 horas (8 % del año) en 2024.

En caso de indisponibilidad de algunas de las unidades de Central Eléctrica 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 p.u. en algunas Subestaciones Eléctricas.

Finalmente, con la entrada en operación de las Subestaciones Eléctricas 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.

Figura 8.8.8. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024

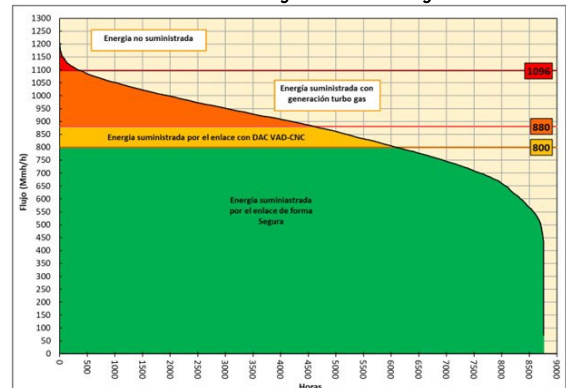
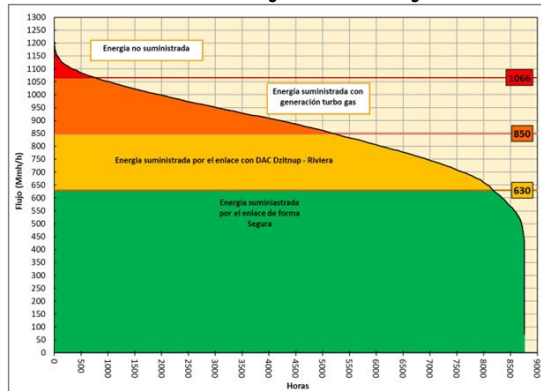


Figura 8.8.9. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024



En el Cuadro 8.8.4 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 95 % 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 161 % y 157 %, respectivamente; involucrando un corte máximo de carga de 118 MW (26 % 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 autotransformadores en la SE Riviera Maya produciría una sobrecarga en el banco de transformación que se mantendría en operación.

Cuadro 8.8.4. Sobrecarga de autotransformadores en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	100.8	Caso sin contingencia
	156.8	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	161.0	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)
	121.4	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	95.0	Caso sin contingencia
	147.7	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	157.0	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	114.4	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	54.4	Caso sin contingencia
	108.8	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	60.5	Caso sin contingencia
	104.0	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

Impacto en el Sistema Interconectado Baja California

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 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 interrumpirían alrededor de 170 MW en la actualidad 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. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en

operación en diciembre de 2024. Para disminuir la problemática durante la temporada de verano del 2023, se tiene prevista la entrada en operación de un banco de transformación en Subestación Panamericana Potencia de 230/69 kV de 100 MVA de manera temporal utilizando dos fases de reserva de autotransformadores de la zona y el traslado de una fase de reserva de la ciudad de Guadalajara, Jalisco, en tanto se concluya la construcción del banco definitivo instruido por SENER.

Se presenta una problemática de sobrecargas 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 los ejercicios de los PAMRNT anteriores se han propuesto proyectos para mantener la Confiabilidad y eliminar la problemática de saturación en la Red Eléctrica en 69 kV.

En el Cuadro 8.9.1 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 2022.

Las obras de compensación “México MVar y Río MVar” fueron propuestas en el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión, 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. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto se concluirá hasta enero de 2024.

El proyecto “Panamericana Potencia Banco 3” y los proyectos de transmisión “Rubí entronque Cárdenas - Guerrero” y “Frontera entronque Industrial – Universidad” fueron propuestos en el PAMRNT 2017-2031 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, 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. Sin embargo, CFE Transmisión informa que será hasta diciembre de 2024 que se tendrán terminados el proyecto de transformación y en agosto de 2027 los proyectos de transmisión.

El proyecto “Tijuana I Banco 4” fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que dicho proyecto de transformación entrará en operación hasta junio de 2024 sin embargo, aún no cuenta con los recursos asignados para su ejecución. Sin embargo, el diferimiento impactará en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de la Zona Tijuana, se tendrá saturado el equipo de transformación y transmisión limitando el crecimiento y desarrollo de las ciudades de Tijuana y Tecate.

El proyecto “Modernización del Arreglo de Barras y de la Transformación en la SE Panamericana Potencia” fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de terminación del proyecto en diciembre de 2027.

El proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV” fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE

la fecha estimada de terminación del proyecto en octubre de 2027.

El proyecto “Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana”, que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Metrópoli Potencia y el proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona Tecate” fueron propuestos en el PAMRNT 2021-2035 e instruidos por la SENER a CFE Transmisión 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 desde el troncal de 230 kV y proporcionará el soporte de voltaje 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 diciembre de 2028 para el proyecto de transformación y octubre de 2028 para el proyecto de compensación capacitiva.

Los proyectos “Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la Zona Tijuana”, “Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la Zona Tijuana” y el proyecto “Modernización de la transformación en Subestación Tijuana I de 230/115/69 kV” fueron propuestos en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación factible de abril de 2026 para los proyectos de compensación capacitiva y abril de 2025 para el proyecto de transformación. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de terminación están por definirla.

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.

Cuadro 8.9.1. 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 (Metrópolis 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

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 la tensión en las Subestaciones Eléctricas más alejadas a la ciudad de Ensenada, como son las SE 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 corte de carga de gran magnitud para la zona, con la finalidad de mantener la tensión de operación de las Subestaciones Eléctricas al sur de la zona Ensenada dentro de los límites permitidos. Es necesario realizar acciones remediales que involucra la afectación de carga de las Subestaciones Eléctricas arriba mencionadas.

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” fue propuesto desde el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en enero de 2024.

El proyecto “El Arrajal Banco 1” fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de abril de 2022.

El proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2019.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto “El Arrajal Banco 1” terminará su construcción hasta febrero de 2026, mientras que el proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” estima su entrada en operación en febrero de 2028.

El proyecto “Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada” 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 CFE Transmisión en 2021 con fecha de entrada en operación factible de abril de 2024. CFE Transmisión reporta fecha estimada de entrada en operación para abril de 2028.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos que han sido instruidos por la SENER a CFE Transmisión. Ver Cuadro 8.9.2.

Cuadro 8.9.2. 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

Zonas 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 Subestaciones Eléctricas ubicadas al oriente de la ciudad de Mexicali en la Red Eléctrica de 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 generación 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 Central Eléctrica 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 se requerirá de mayores montos de generación para satisfacer el suministro de la demanda eléctrica en la

ciudad de Mexicali y San Luis Río Colorado que tiene un gran consumo motivado por las altas temperaturas que se registran durante el periodo de verano y el crecimiento de nuevos Centros de Carga.

El intercambio de energía eléctrica con EE. UU. se logra a través de un enlace de interconexión que cuenta con dos Líneas de Transmisión 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 probablemente 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.

Por lo anterior, se requiere de proyectos de generación de energía eléctrica al interior de la región Valle del SIBC que, permitan reducir el déficit de generación, se tendría un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alternativo a los existentes, se aportarían localmente las necesidades de potencia reactiva y sería posible disminuir la importación del sistema eléctrico del sur de California, los cuales, han tendido problemas en las mismas condiciones de

verano 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 CCC se tendrá suficiencia de potencia reactiva en la zona Mexicali y San Luis Río Colorado y que junto a los proyectos instruidos en el SIBC proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La zona San Luis Río Colorado no cuenta con unidades de Central Eléctrica dentro de su ZC. 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 Líneas de Transmisión 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 la tensión de operación de las Subestaciones Eléctricas 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.

Con la finalidad de dar solución a las 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.

A continuación, el Cuadro 8.9.3, presenta los proyectos propuestos que se encuentran ya instruidos por la SENER.

Las obras de compensación “Packard MVar” y “Parque Industrial San Luis MVar” fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2017. Debido a que en la SE Hidalgo no fue posible incorporar equipo de compensación capacitiva por no disponer de espacio físico para realizar la obra, se realizó la modificación para ser instalado en la SE Parque Industrial San Luis que se encuentra dentro de la misma área de influencia del proyecto. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en enero de 2024.

El proyecto “Chapultepec entronque Cerro Prieto Dos – San Luis Rey” fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de abril de 2021.

CFE Transmisión reportó a CENACE que entrará en operación en julio de 2027.

de 2021. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de mayo de 2026 para este proyecto.

El proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico” fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril

Cuadro 8.9.3. Obras instruidas de las Zonas Mexicali y San Luis Río Colorado

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Packard MVar	Mexicali/Baja California	2015
Parque Industrial San Luis 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 asociados 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 en la región Valle para atender el suministro de la carga, de no hacerlo se tendrán cortes de carga significativos en los periodos de mayor demanda.

de 100 MVA, con el propósito de aumentar la capacidad de transformación en SE Panamericana Potencia. CFE Transmisión 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.

CFE Transmisión está gestionando la puesta en servicio previo a la entrada de verano de 2023 de un banco de transformación compuesto de fases de reserva de diferentes Subestaciones Eléctricas de 230/69 kV para disponer de una capacidad

En el Cuadro 8.9.4 se observa que los autotransformadores con relación de transformación 230/69 kV en la SE Tijuana I se encuentran sobrecargados desde el escenario con Red Eléctrica completa, se aprecian valores de 102.6 % en el banco TJI AT-20 y en el banco TJI AT-10 de 101.7 % de su capacidad.

Lo anterior es considerando la entrada en operación de manera provisional del banco adicional en SE Panamericana Potencia. De no lograr la implementación y operación del equipo de transformación provisional, se tendrán sobrecargas en los bancos de transformación de SE Rubí (104 %), SE Panamericana Potencia (111 %) y SE Tijuana I (105 %) con Red Eléctrica Completa, lo que

pone en riesgo el suministro eléctrico en la zona Tijuana.

Además, el escenario de 2024 considera en operación las unidades de Central Eléctrica estimado 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 UCE a incorporar en el SIBC, además, de presentarse una contingencia de elemento de transformación no será posible reemplazar el equipo en un periodo corto de tiempo debido a que no se cuenta con reservas a nivel nacional de autotransformadores con relación de transformación 230/69 kV, 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 8.9.4. Elementos de Transmisión y Transformación con sobrecarga en 2024 sin las obras instruidas sin contingencia sencilla (Red Eléctrica completa)

Caso Base	Elemento monitoreado	Capacidad (MVA)	Flujo en elemento monitoreado			
			P (MW)	Q (MVA _r)	S (MVA)	Cargabilidad (%)
Red Completa	CNA-63110-RUB - 69 kV	60	72.2	19.1	74.68	124.4
	TJI-T10 - 230/69 kV	100	99.3	22.3	101.7	101.7
	TJI-T20 - 230/69 kV	100	100.1	22.5	102.6	102.6

Si la situación en el escenario con Red Eléctrica completa es crítica debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica del SIBC, ante contingencia sencilla, la situación será aún más severa ya que se requerirán de cortes de carga ante diferentes contingencias sencillas en la temporada de verano principalmente.

El Cuadro 8.9.6 muestra los Bancos de Transformación que presentarían sobrecargas arriba del 20 % en 2024 ante contingencias sencillas en el caso de no tener los proyectos instruidos en el SIBC, 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.

El Cuadro 8.9.5 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.

En las Subestaciones Eléctricas en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado ante la contingencia sencilla del CEV en la SE Tecnológico para el 2024 se presentarían abatimientos entre 0.91 y 0.95 p.u. en la RNT en el nivel de tensión de 161 kV de toda la Zona Mexicali y requiere de corte de carga. 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, requiriendo cortes de carga 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 Límites Operativos establecidos en el CdR. De las cuales se observa la necesidad de adicionar los elementos de compensación instruidos y los proyectos de generación 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 permisibles en las Subestaciones Eléctricas 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.

Se requiere la activación del protocolo correctivo para la temporada de verano de los años futuros hasta que entren en operación los proyectos asociados al PND 2019-2024 para el rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional en el SIBC, de no implementarlos, se tendrían en ciertos escenarios operativos problemas de déficit de energía eléctrica y de soporte de tensión.

Cuadro 8.9.5. Líneas de Trasmisión con sobrecargas en 2024 sin obras instruidas ante contingencia

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
		P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
CNA-83110-RUB - 69 kV	60	-71.44	-15.36	73.08	121.79	Caso sin contingencia
		-99.29	-22.46	101.80	169.66	Salida de LT CES-63570-RUB - 69 kV
		-77.57	-15.94	79.19	131.99	Salida de LT HMO-63640-PAP - 69 kV
TJI-83190-OPT - 69 kV	96	72.09	11.48	72.99	76.04	Caso sin contingencia
		112.38	17.10	113.68	118.41	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
INA-83210-TJI - 69 kV	96	-63.67	-3.99	63.79	66.45	Caso sin contingencia
		-109.19	-9.29	109.59	114.15	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
CES-83570-RUB - 69 kV	72	-63.06	-19.01	65.86	91.47	Caso sin contingencia
		-93.61	-28.66	97.90	135.97	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
GER-83570-CES - 69 kV	72	-56.93	-14.89	58.85	81.73	Caso sin contingencia
		-86.75	-20.44	89.13	123.79	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
HMO-83640-PAP - 69 kV	63	-58.07	-2.85	58.14	92.29	Caso sin contingencia
		-76.81	-2.57	76.86	122.00	Salida de LT HMO-63650-PAP - 69 kV
		-68.97	-4.11	69.10	109.68	Salida de LT PAP-63460-HTR - 69 kV
HMO-83650-PAP - 69 kV	63	-57.80	-2.72	57.86	91.84	Caso sin contingencia
		-76.57	-2.45	76.61	121.60	Salida de LT HMO-63640-PAP - 69 kV
		-68.65	-3.95	68.77	109.15	Salida de LT PAP-63460-HTR - 69 kV

Cuadro 8.9.6. Elementos de Transformación sobrecargados en 2024 sin obras instruidas

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				Contingencia
	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
CIP-AT50 - 230/115 (100 MVA)	85.28	13.84	86.40	86.40	Caso sin contingencia
	129.88	24.13	132.11	132.11	Salida de CIP-AT70 - 230/115 100 MVA
	115.03	19.91	116.74	116.74	Salida de LOS-AT20 - 230/115 100 MVA
CIP-AT70 - 230/115 (100 MVA)	76.38	12.39	77.38	77.38	Caso sin contingencia
	123.88	23.56	126.10	126.10	Salida de CIP-AT50 - 230/115 100 MVA
PAP-AT10 - 230/69 (100 MVA)	93.37	12.63	94.22	94.22	Caso sin contingencia
	140.22	42.55	146.53	146.53	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	124.51	19.92	126.09	126.09	Salida de PAP-AT20 - 230/69 100 MVA
TJI-AT10 - 230/69 (100 MVA)	99.32	22.29	101.79	101.79	Caso sin contingencia
	145.69	38.72	150.75	150.75	Salida de TJI-AT20 - 230/69 100 MVA
	117.85	34.91	122.92	122.92	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
PAP-AT20 - 230/69 (100 MVA)	92.95	12.58	93.80	93.80	Caso sin contingencia
	139.58	42.37	145.87	145.87	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	124.14	19.89	125.72	125.72	Salida de PAP-AT10 - 230/69 100 MVA
TJI-AT20 - 230/69 (100 MVA)	100.08	22.46	102.57	102.57	Caso sin contingencia
	146.29	38.81	151.35	151.35	Salida de TJI-AT10 - 230/69 100 MVA
	118.76	35.18	123.86	123.86	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	104.80	54.17	117.97	117.97	Salida de LT HRA-83750-FCO - 69 kV
MEP-AT50 - 230/69 (100 MVA)	86.73	35.50	93.71	93.71	Caso sin contingencia
	121.46	54.70	133.21	133.21	Salida de MEP-AT30 - 230/69 100 MVA

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 de línea 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.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el SIBCS que se encuentran instruidos por la SENER. Ver Cuadro 8.10.1.

Las obras de compensación “Santiago MVar” y “Bledales MVar” fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017.

CFE Transmisión reportó a CENACE que estos proyectos de compensación entrarán en operación en enero de 2024.

Los proyectos de compensación “Loreto MVar”, “Camino Real” fueron propuestas en el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2021. CFE Transmisión estima una fecha factible para agosto de 2027.

Los proyectos de compensación “Monte Real MVAR”, y “Buena Vista MVAR” fueron propuestos en el PAMRNT 2020-2034 e instruidos por SENER en 2021 a CFE

Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión estima una fecha factible para diciembre de 2027 para la terminación de estos proyectos.

Cuadro 8.10.1. 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	2020
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2020
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	Villa Constitución / Baja California Sur	2020

Compensación capacitiva en zona La Paz (Camino Real MVAR y Bledales 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 Subestaciones Eléctricas disminuye a valores inferiores a los definidos por los reglamentos operativos.

El Cuadro 8.10.2 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) (antes Pichilingue) en 115 kV origina bajas tensiones 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 Líneas de Transmisión que conectan las SE de ETR y CAR con la SE ERE (antes Pichilingue), además de la LT San José del Cabo – Monte Real.

Cuadro 8.10.2. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Camino Real y SE Bledales en 2024

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
CAR (115 kV)	0.98	112.8	Caso sin contingencia
	0.89	102.0	Salida de LT ETR-73320-ERE - 115 kV
ETR (115 kV)	0.97	111.6	Caso sin contingencia
	0.94	108.4	Salida de LT ETR-73660-ERE - 115 kV
	0.92	106.1	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.92	105.9	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV

Compensación capacitiva zona Constitución (Loreto MVAR)

La SE Loreto es la más alejada geográficamente dentro de la zona Constitución, se encuentra aproximadamente a 195 km. de la Central Eléctrica 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 presentan en verano tensiones entre 0-93 y 0-94 p.u. con Red Eléctrica completa en las SE Puerto Escondido y Loreto y ante contingencia sencilla las SE Santo Domingo, Insurgentes, y Villa Constitución con la operación del EAR-DAC con cortes de carga en dichas Subestaciones Eléctricas con el fin de mantener niveles de tensión dentro del Límite Operativo permitido en la zona de influencia.

Compensación capacitiva zona Los Cabos (Santiago MVAR)

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 (futura con fecha de entrada en operación factible de mayo de 2023) y Aeropuerto San José con de 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, ver Cuadro 8.10.3

Cuadro 8.10.4. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Santiago en 2024

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
ASJ (115 kV)	0.96	110.5	Caso sin contingencia
	0.93	106.4	Salida de LT ASJ-73490-MOR - 115 kV
	0.92	105.8	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.80	91.5	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
BUV (115 kV)	0.96	110.0	Caso sin contingencia
	0.93	107.0	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.93	106.5	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV
	0.92	106.3	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.86	98.7	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
CAS (115 kV)	0.97	112.1	Caso sin contingencia
	0.94	108.4	Salida de LT ELP-73450-CAS - 115 kV
CRE (115 kV)	0.98	112.7	Caso sin contingencia
	0.93	107.1	Salida de LT CRE-73280-ELP - 115 kV
PML (115 kV)	0.97	111.7	Caso sin contingencia
	0.94	107.8	Salida de LT CRE-73280-ELP - 115 kV
SJC (115 kV)	0.97	111.4	Caso sin contingencia
	0.93	106.5	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
SNT (115 kV)	0.96	110.7	Caso sin contingencia
	0.93	107.1	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV
	0.93	107.1	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.93	107.1	Salida de LT ASJ-73490-MOR - 115 kV
	0.93	106.5	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.84	96.1	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
MOR (115 kV)	0.96	110.7	Caso sin contingencia
	0.92	105.9	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.79	91.2	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV

Incremento de capacidad de transformación en zona Los Cabos

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 Centrales Eléctricas con tecnología de CCC,

sustituyendo el despacho de las UCE diésel en la CE Turbogás Los Cabos que resultan ser las de mayor costo de operación en el sistema.

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. Se estima que en 2024 se sature la compuerta La Paz – Los Cabos, por lo que se deberá recurrir a la sincronización de unidades de la CE Turbogás Los Cabos y/o a utilizar los EAR.

En el Cuadro 8.10.5 se presenta resultados del análisis de contingencias, se muestra la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE El Palmar sin el nuevo proyecto.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión reportó su fecha factible de entrada en operación para diciembre de 2028.

Cuadro 8.10.5. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin proyecto, escenario 2024

Elemento monitoreada	Capacidad (MVA)	Flujo en Elemento monitoreado				Contingencia
		P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
ELP AT-10 - 230/115 kV	100	80.4	33.4	87.1	87.1	Caso sin contingencia
		127.8	60.6	141.4	141.4	Salida de ELP AT-20 - 230/115 kV
		126.9	58.0	139.5	139.5	Salida de TCB AT-10
		99.5	32.6	104.7	104.7	Salida de LT ETR 73BS0 BUV - 115 kV
		95.3	30.0	99.9	99.9	Salida de LT BUV 73BS0 SJC - 115 kV
ELP AT-20 - 230/115 kV	100	80.4	33.4	87.1	87.1	Caso sin contingencia
		127.8	60.6	141.4	141.4	Salida de ELP AT-10 - 230/115 kV
		126.9	58.0	139.5	139.5	Salida de TCB AT-10
		99.5	32.6	104.7	104.7	Salida de LT ETR 73BS0 BUV - 115 kV
		95.3	30.0	99.9	99.9	Salida de LT BUV 73BS0 SJC - 115 kV

P20-BS1 Compensación capacitiva en la zona Los Cabos (Monte Real MVAr y Buena Vista MVAr) y M21-BC1 Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos.

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 Subestaciones Eléctricas 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 (futura en 2023) 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 CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE para diciembre 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 del Sol, Cabo Bello con Red Eléctrica en 115 kV que interconecta las zonas turísticas, para atender el crecimiento de la demanda se requieren elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas 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 compra de las celdas capacitivas que permita suministrar hasta 22.5 MVar en la 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.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE para agosto de 2029 como fecha factible. Por lo que se tendrán fuertes inversiones en mantener en operación unidades de Central Eléctrica para el suministro local de la demanda ya que no será posible incrementar el Límite Operativo entre las zonas La Paz y Los Cabos.

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 región de Santiago, lo anterior limita la incorporación de nuevos Centros de Carga de una de las principales zonas turísticas del país.

Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución

Afectaciones

Con el crecimiento natural de la carga en los próximos años en la zona Constitución y la entrada probable 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 Central Eléctrica 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.

Para el escenario de 2026 sin el proyecto, no será posible atender el suministro de la carga de la zona Constitución sin mantener en operación unidades de la CE Agustín

Olachea Avilés para poder seguir suministrando parte de la demanda y como soporte de potencia reactiva.

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 CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE una fecha estimada de entrada en operación para abril de 2028.

Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos

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 Subestaciones Eléctricas dentro de los rangos de operación permitido, en el mediano plazo se estima una degradación de tensión en la temporada de verano.

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 del Sol, Cabo Bello cos Red Eléctrica en 115 kV que interconecta las zonas turísticas, para atender el crecimiento de la demanda se requieren elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas 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.

Los proyectos de compensación de potencia reactiva en esta región son de suma importancia para garantizar la Calidad y la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en esta región turística del país.

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" y "Mezquital MVAR (traslado)" fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2020.

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 24 de junio 2021.

Zona Santa Rosalía

Actualmente la SE Santa Rosalía, cuenta con dos transformadores, uno de 115/34.5 kV alimentando dos circuitos a los Poblados de Mulegé y San Ignacio. Un transformador más de 115/13.8 kV alimentando el poblado de Santa Rosalía.

9

Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

9. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

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.

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 Centrales Eléctricas que se definan en el PIIRCE 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 solar y eólica; 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:

1. Modelo simplificado del SEN en 89 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR.
2. 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.
3. 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 el Distribuidor 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/CFE Distribución, 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 Subestación Eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, 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.

Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Como se establece en la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

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.

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 9.3.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT por la SENER del 2015 al 2022, ordenados de acuerdo con la prioridad definida en el Capítulo 8, se

incluyen los avances constructivos y las fechas factibles de término de cada proyecto, esto es, considerando el “Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT” anexo al oficio enviado por Dirección General de CFE Transmisión del 15 de noviembre de 2022.

Adicionalmente, en el Cuadro 9.3.1 se incluyen comentarios sobre la fase en que se encuentra cada proyecto instruido. Por otro lado, los proyectos reportados en Cuadro 9.3.1 no incluyen aquellos pausados o cancelados, que los listados en Cuadro 8.1.5. del capítulo 8.

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13-feb-20	100	2017	Terminado
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30-dic-19	100	2017	Terminado
Mezquital MVAR (traslado)	P18-MU3	abr-18	09-feb-21	100	2018	Terminado
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09-jun-21	100	2018	Terminado
El Carrizo MVAR (traslado)	M16-NO1	abr-18	17-dic-21	100	2017	Terminado
Recreo MVAR	P18-BS6	abr-21	22-dic-21	100	2018	Terminado
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	P18-NE8	abr-18	25-ju-22	100	2018	Terminado
Quilá MVAR (traslado)	P18-NO1	abr-18	20-dic-22	100	2018	Terminado
Frontera Comalapa MVAR	P17-OR9	abr-17	24-mar-23	100	2017	Terminado
Potreriillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	dic-23	65.1	2016 y 2017	En ejecución o construcción
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	may-24	48.7	2017	En ejecución o construcción
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	dic-23	35.3	2018	Ejecución o construcción
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	dic-23	43	2018	En etapa de contratación y ejecución
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-24	41	2018	En ejecución o construcción
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	dic-24	37	2018	En ejecución o construcción
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	dic-23	23.7	2018	En etapa de contratación y ejecución
Donato Guerra MVAR (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	oct-23	34.5	2017	En etapa de contratación y ejecución

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	dic-23	42.5	2018	En etapa de contratación y ejecución
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	sep-23	47.8	2018	En ejecución o construcción
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	dic-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega
Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC-R	oct-23	oct-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur
Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	oct-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	nov-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado
Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	oct-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida
Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	oct-24	0	2021 (febrero)	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I
Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-ORI	abr-17	sep-25	0	2018	Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	ene-25	0	2015 y 2018	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	45.7	2018	Nuevo Casas Grandes Banco 3
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	oct-24	0	2018	Querétaro Potencia Banco 4
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	ene-25	23.9	2018	Puerto Real Bancos 1 y 2
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	ene-25	0	2018	Las Mesas Banco 1
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	dic-25	0	2019	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	oct-25	9.7	2019	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya
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	nov-25	6.6	2021 (febrero)	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	dic-25	0	2019	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País
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	feb-25	0	2021 (julio)	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

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	ago-24	14.4	2016	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	jun-24	0	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	ene-25	0	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Suministro de energía eléctrica en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-23	0	2019	Etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Reducción en el nivel de cortocircuito de la Red Eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	feb-25	15	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-24	0	2018	Etapa de Actividades y estudios previos, así como contratación para 2023
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	dic-31	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	ene-25	12.3	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-25	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	ene-24	0	2015	Etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	oct-24	0	2017	Etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	abr-24	0	2019	En proceso de etapa de contratación
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	nov-23	0	2018	En proceso de etapa de contratación
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	jun-24	0	2019	En proceso de inicio de Concurso
Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)	P16-PE2	mar-20	ene-25	0.2	2016 y 2017	Etapa de Actividades y estudios previos, así como contratación para 2023
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	ago-24	0	2016 y 2017	En proceso de etapa de contratación
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-27	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	ago-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	dic-23	0	2015	Etapas de contratación para 2023
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	jun-24	0	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-30	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-27	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-28	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	ago-28	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	feb-29	0	2015 y 2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	jul-24	15	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Ampliación de la Red Eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-24	15	2019	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-28	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-28	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Suministro de energía eléctrica en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAR)	P17-OR4	abr-21	sep-24	0	2017	Etapas 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-30	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-29	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	abr-28	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-28	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Tabasco Potencia MVAR (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Aumento de capacidad de transformación al suriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	dic-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-19	ago-27	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-20	nov-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	abr-27	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	ago-28	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-28	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-27	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Alvarado II y San Andrés II MVAR	P16-OR2	abr-16	sep-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Viñedos MVAR	P19-NO1	abr-20	may-26	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Loreto MVAR	P17-BS1	abr-19	ago-27	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	dic-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Cerro Cañedo MVAR	P20-NO4	abr-24	ago-27	0	2021 (febrero)	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Izúcar de Matamoros MVAR	P16-OR1	abr-16	sep-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Amozoc y Acatzingo MVAR	P17-OR6	abr-18	sep-27	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	ago-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Pericos MVAR	P20-NO5	abr-24	feb-24	0	2021 (febrero)	En proceso de presentación de ofertas
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Juan José Ríos MVAR	P20-NO3	abr-24	feb-24	0	2021 (febrero)	En proceso de presentación de ofertas
Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	ago-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Esfuerzo MVAR	P17-OR7	abr-19	nov-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	abr-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	abr-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-ORI	abr-19	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	dic-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-30	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	ago-28	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

Proyectos instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional

En las Figuras 9.3.1 a 9.3.10 se presentan los diagramas unifilares simplificados⁵⁸ 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, así como los proyectos legados, por aportaciones y con cargo al solicitante.

En dichas Figuras se muestran solo aquellos proyectos que se integran a la Red Eléctrica troncal de cada GCR.

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 ^(idem).

⁵⁸ No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

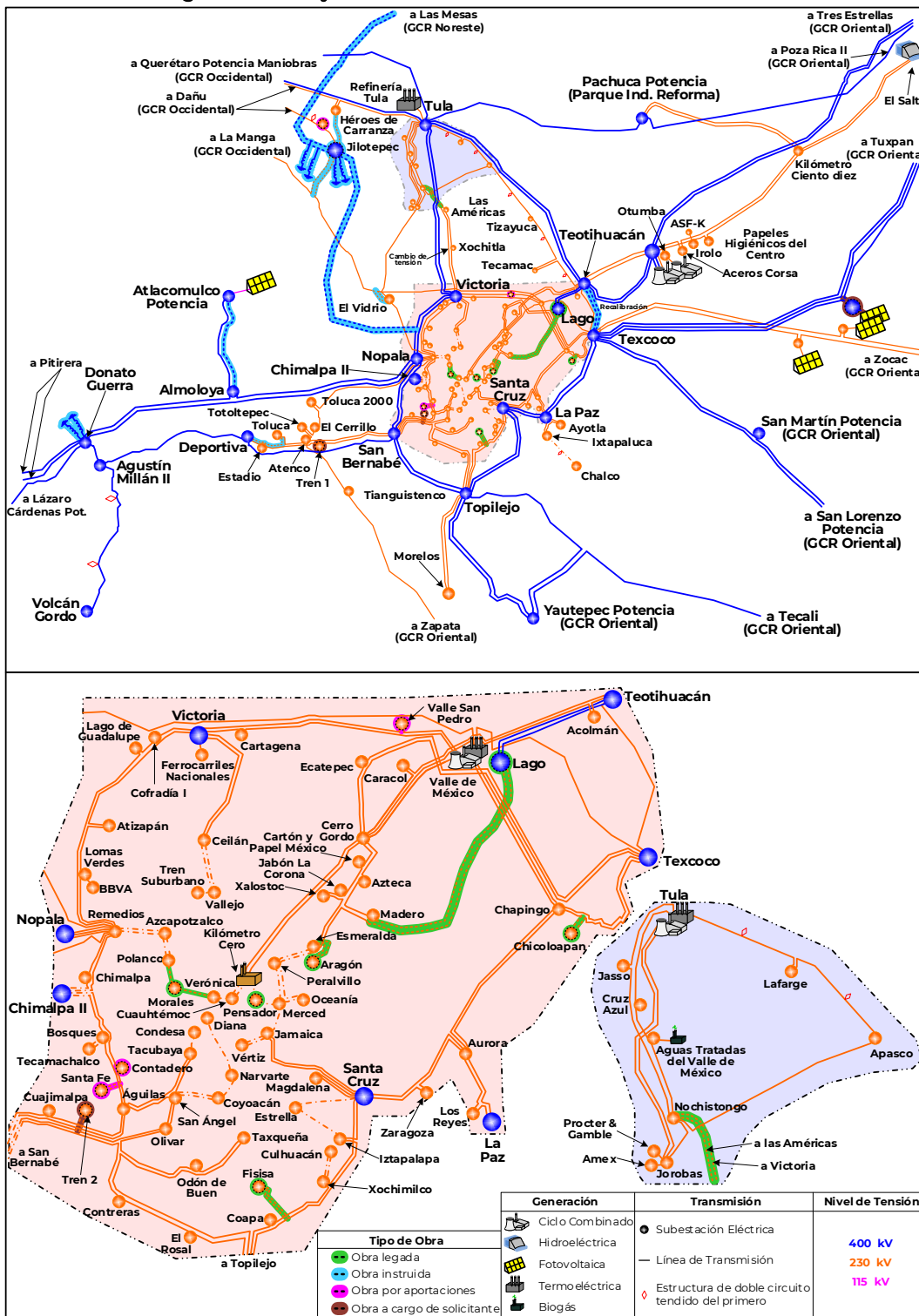
Figura 9.3.1. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Central


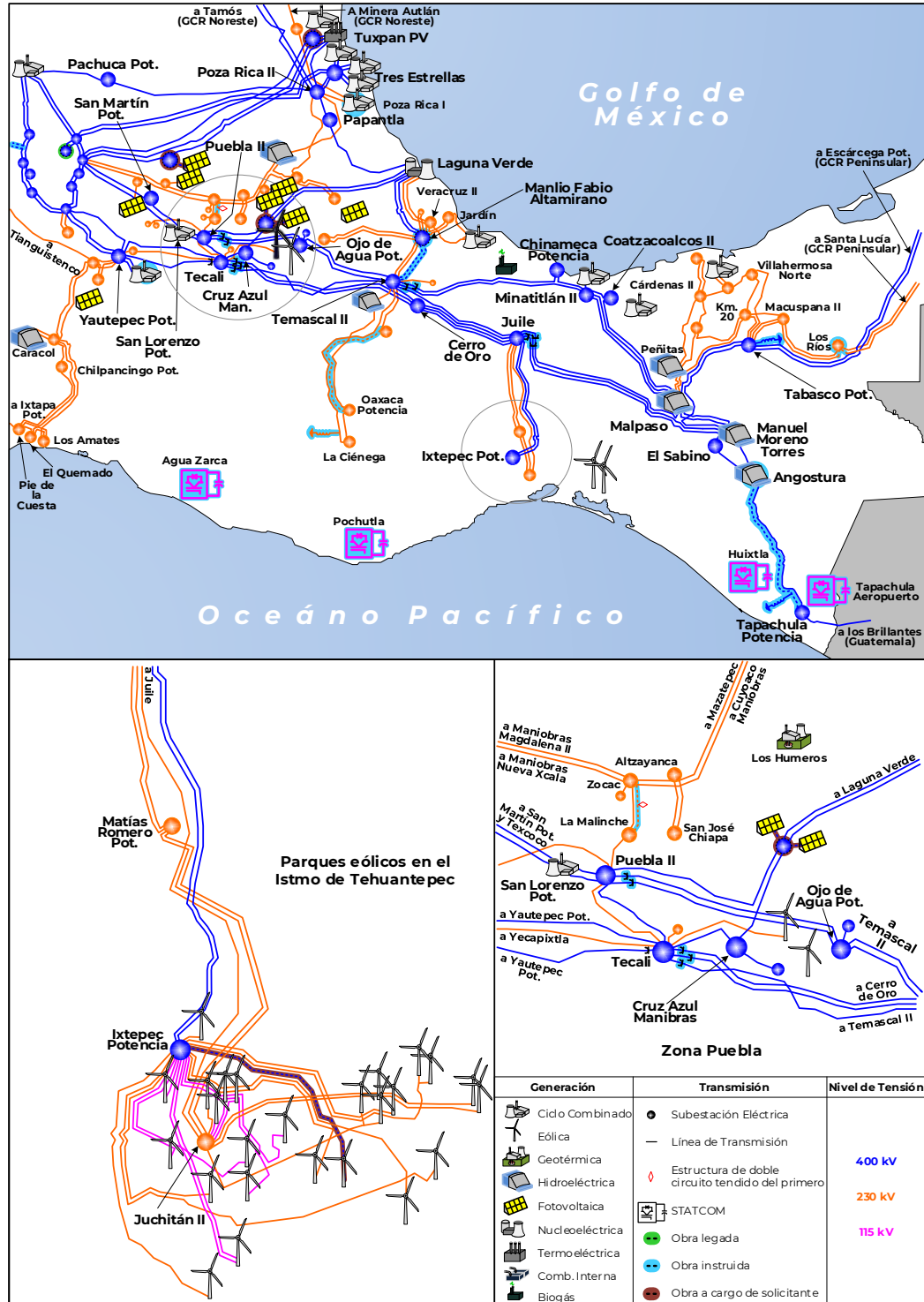
Figura 9.3.2. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Oriental


Figura 9.3.3. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Occidental

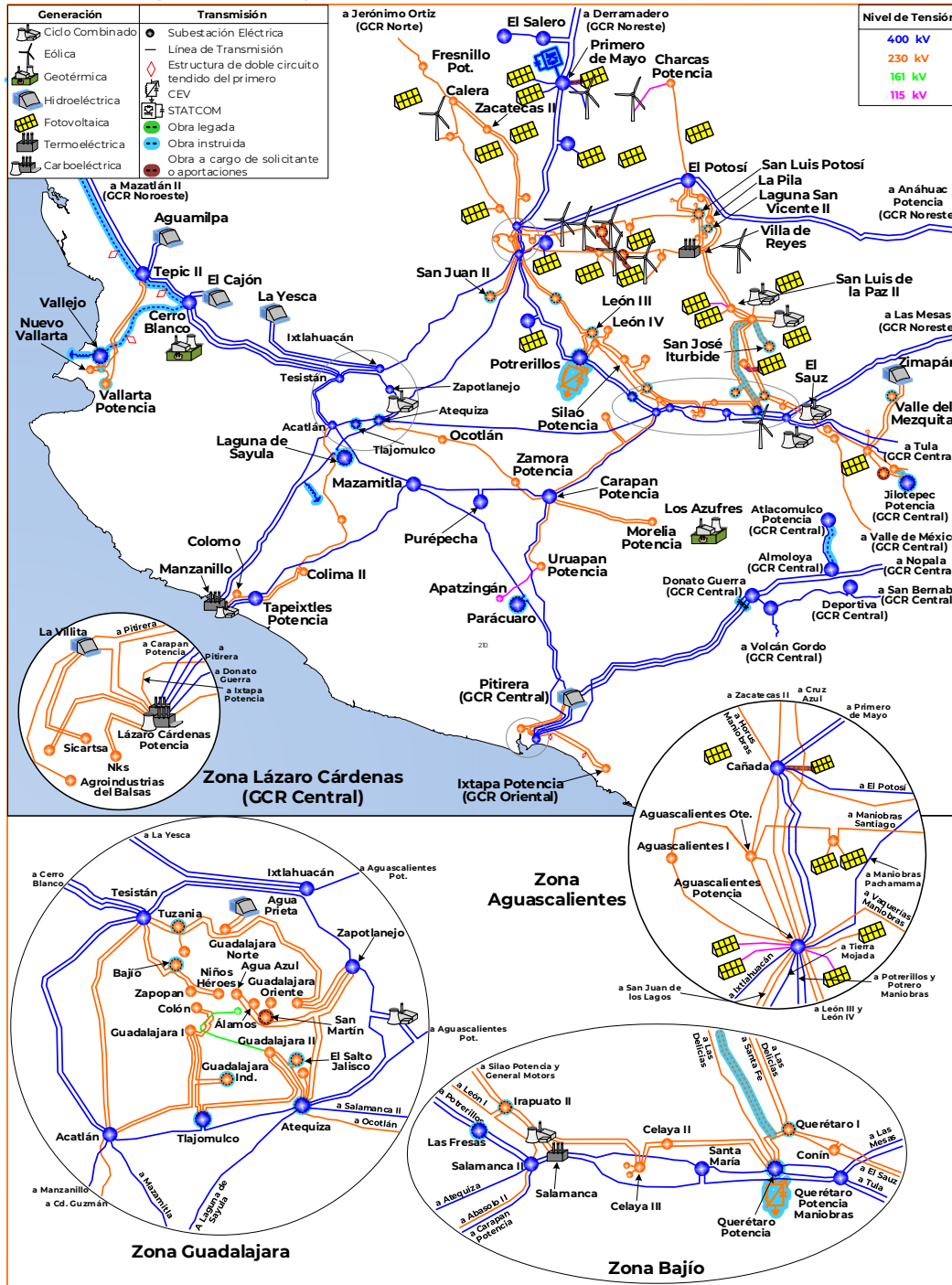


Figura 9.3.4. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Noroeste

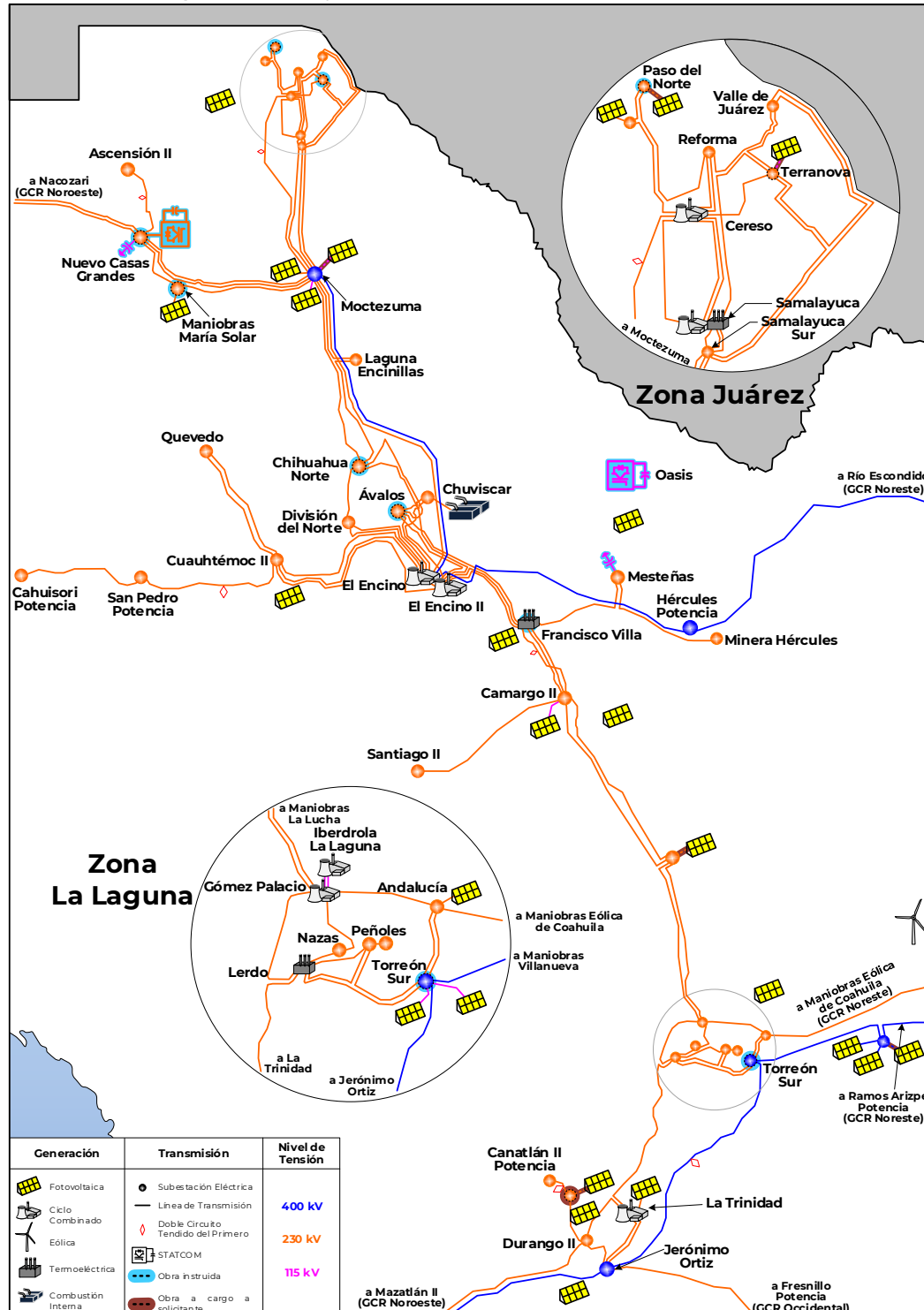

Figura 9.3.5. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Norte


Figura 9.3.6. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Noreste

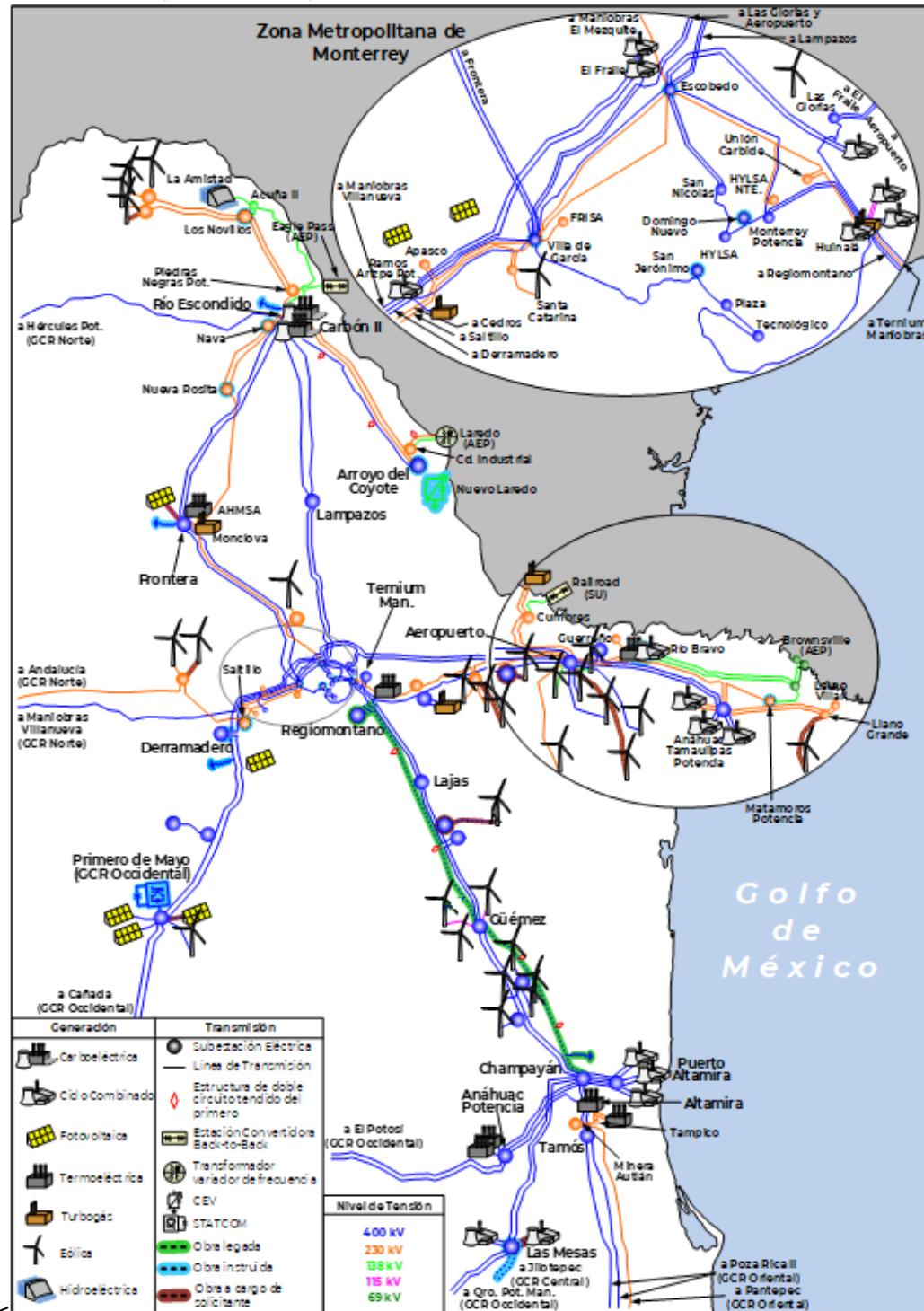


Figura 9.3.7. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Peninsular

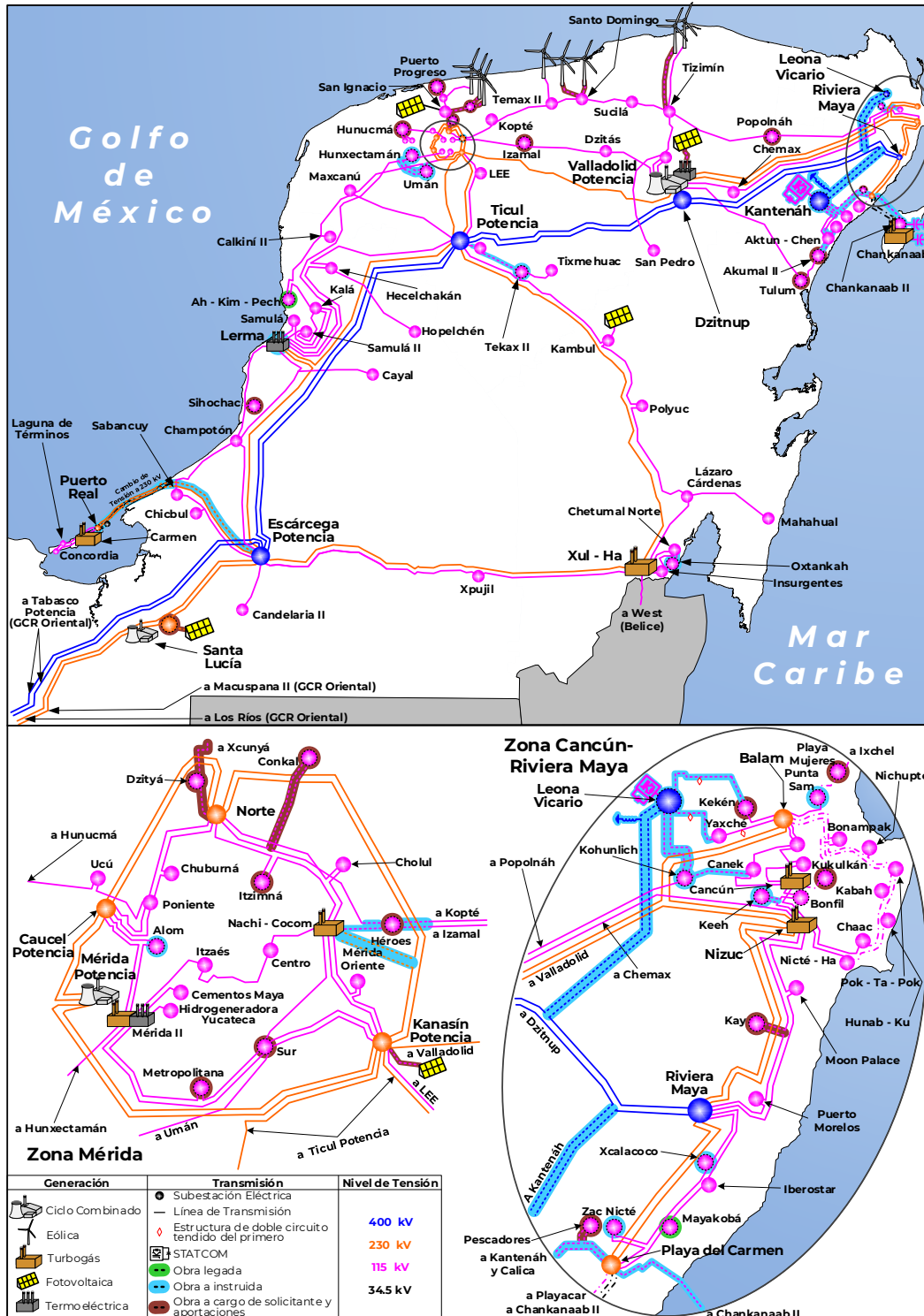


Figura 9.3.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Sistema Interconectado Baja California

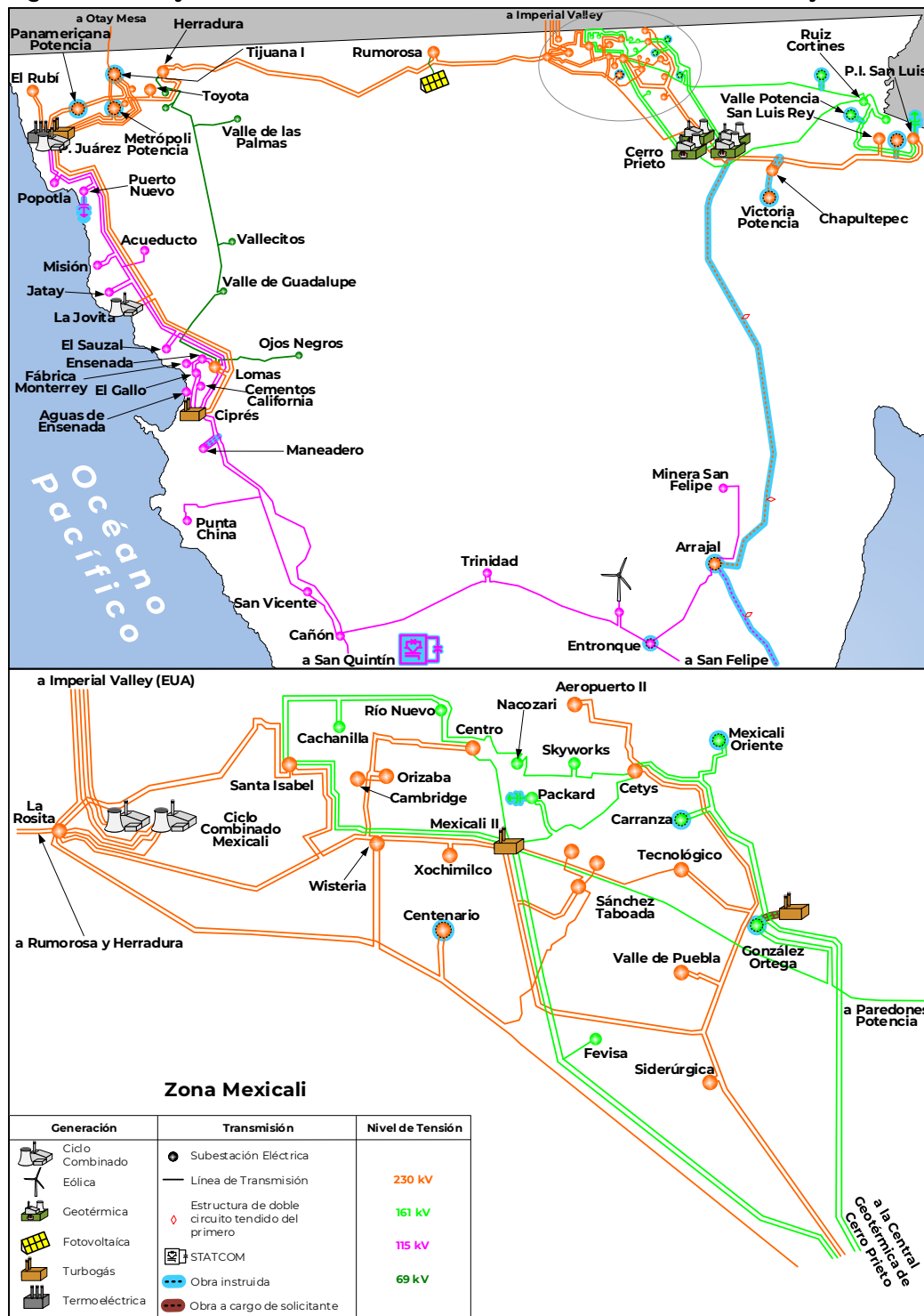


Figura 9.3.9. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Baja California Sur

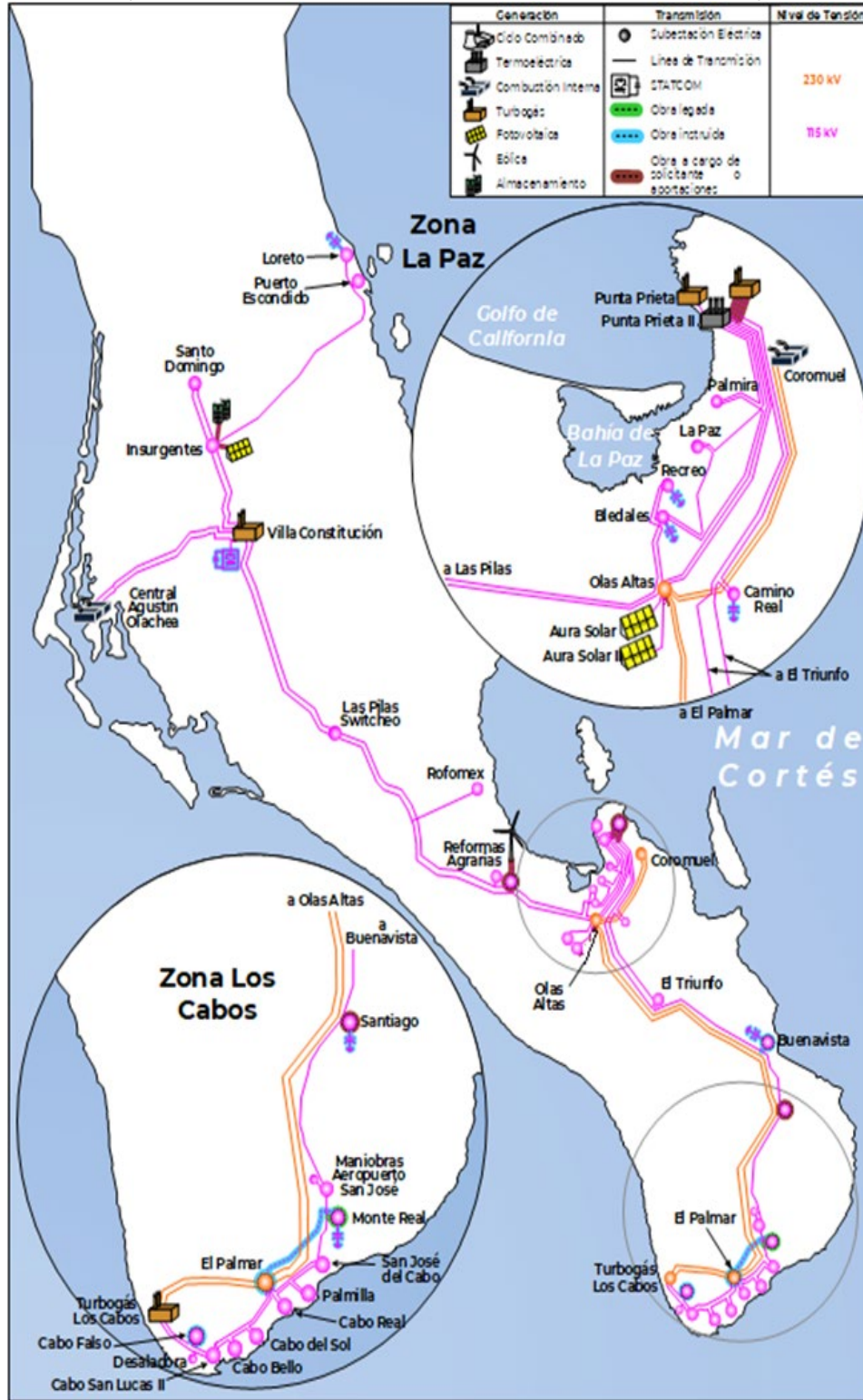
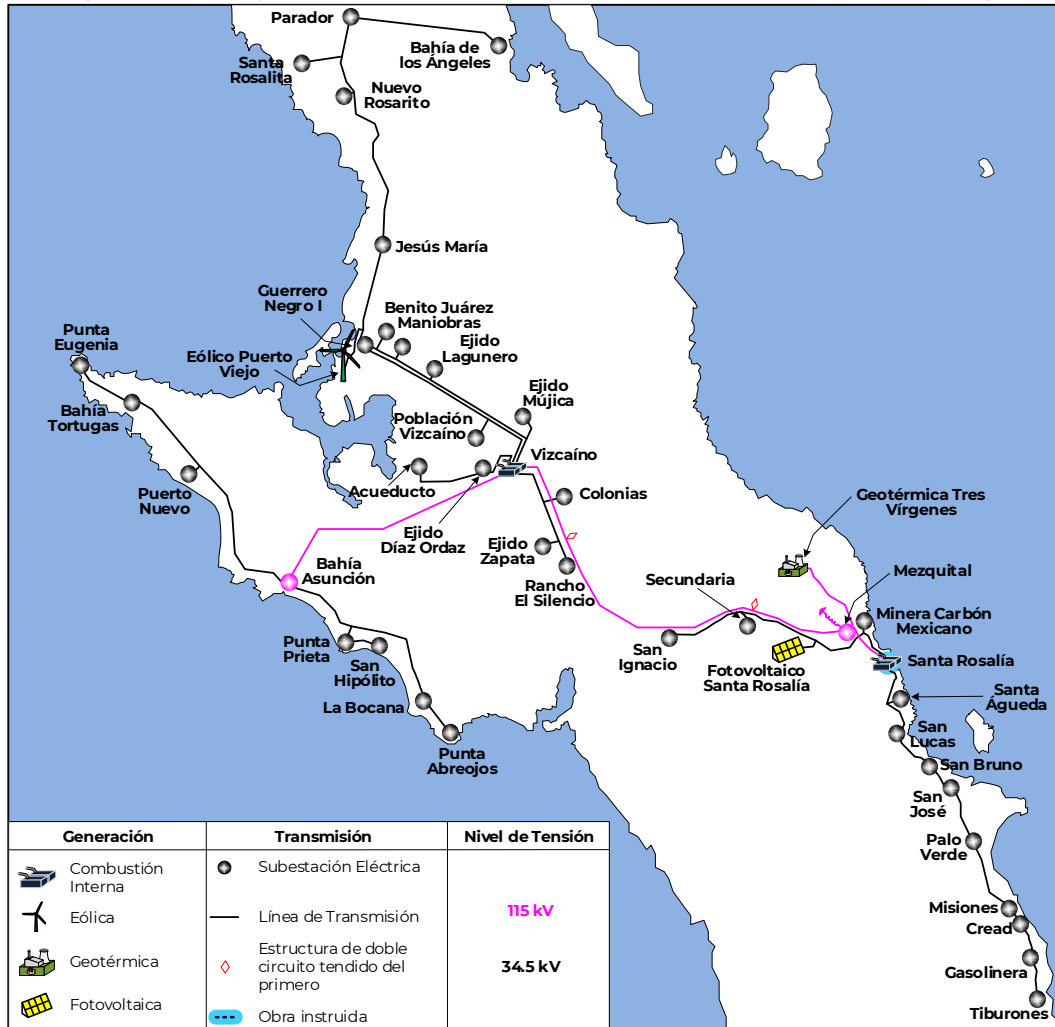


Figura 9.3.10. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Mulegé


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 RNT⁵⁹ instruidos por SENER para su construcción por parte de CFE Transmisión 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.

Del rubro de transmisión para la ampliación de la RNT constituyen un total de 4,324.7 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa, Guanajuato, Hidalgo, Estado de México, Nayarit y Quintana Roo. Adicionalmente, estos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de Red Eléctrica en media tensión. En la Figura 9.3.11 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos de la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" donde se tiene un alcance de construcción de 612 km-c de Líneas de Transmisión aisladas y operadas en 400 kV que permiten reforzar la Red Eléctrica troncal, además de que este proyecto contempla la construcción de 170 km-c adicionales en el estado de Nayarit.

El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un amplio número de proyectos, entre los que destaca "P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro", "P19-OC2 San José de Iturbide Banco 4", "León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III".

En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el proyecto que más contribuye a sus metas físicas es "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", el cual permite reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

Finalmente, el estado de Quintana Roo impacta en metas físicas al incorporar los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)" Y "P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alternativa Submarina Playacar – Chankanaab II".

En la Figura 9.3.12 se detallan las adiciones a la RNT de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 2,096.1 km-c, en 230 kV 843.7 km-c y de 161 a 69 kV 1,384.9 km-c. En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,426.2 km-c motivadas por los proyectos "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" y "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País"⁶⁰.

⁵⁹ No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o fuera de cartera tanto para líneas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva.

⁶⁰ CFE Transmisión reporta terminación en 2025 a CENACE

Figura 9.3.11 Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT instruidas por SENER por Entidad Federativa⁶¹

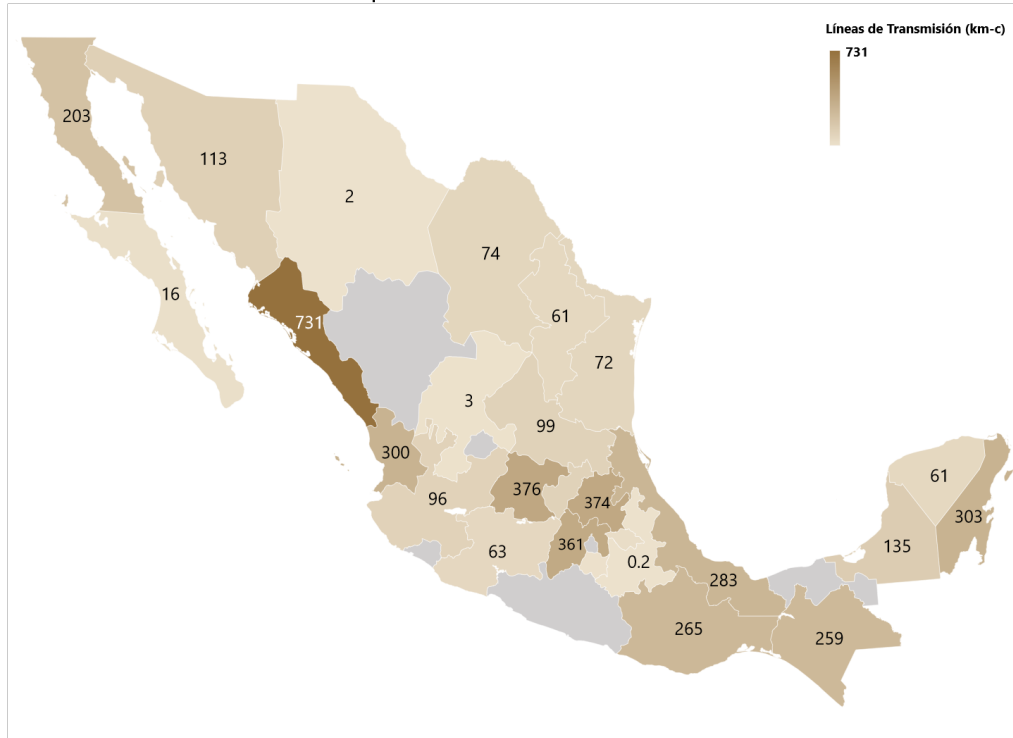
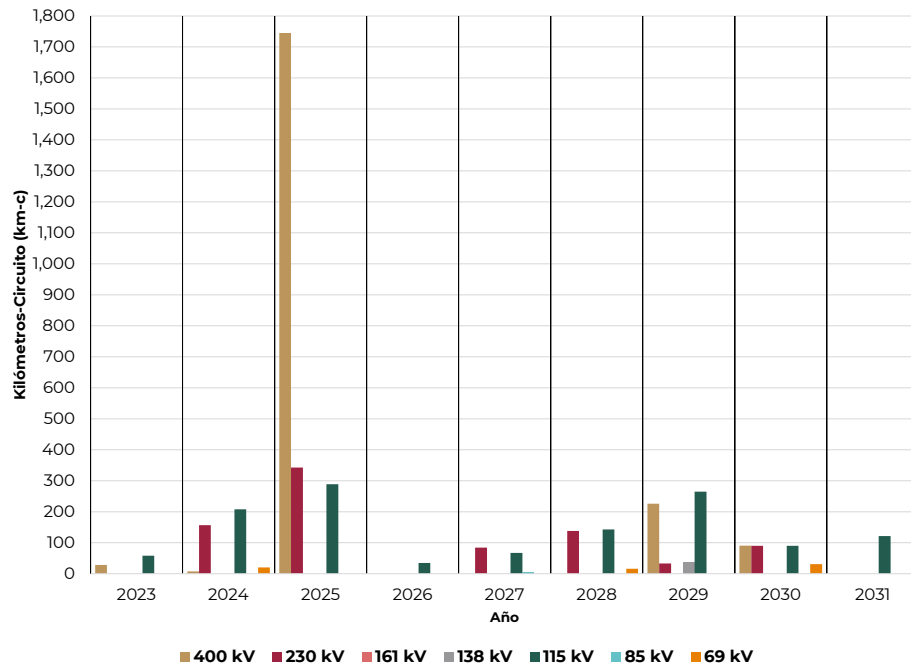


Figura 9.3.12 Longitud (km-c) de las líneas de transmisión de ampliación de la RNT instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



⁶¹ Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la información de campo de CFE.

En cuanto a la ampliación del rubro de transformación en la RNT se contempla un aumento de 17,029.4 MVA de capacidad instalada. De este total, los estados con mayor incremento en su capacidad de transformación serán Jalisco, Chihuahua, Guanajuato, Quintana Roo, Baja California y Sonora. Adicionalmente los proyectos de ampliación de la RNT integraran a las RGD del MEM 70.5 MVA de capacidad en bancos de transformación en bancos de alta a media tensión. En la Figura 9.3.13 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Jalisco los proyectos de mayor contribución son: "P16-OC1 Guadalajara Industrial", "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)", "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)", "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa" y "P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos". Todos estos proyectos adicionan 1,625 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos de mayor participación "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5", "P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3", "P19-NT1 Terranova Banco 2", "P17-NT5 Francisco Villa Banco 3" y "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma" y el proyecto terminado "P17-NT1 Ascensión II Banco 2" los cuales adicionan 1,600 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato resaltan los proyectos instruidos "P16-OC2 Potrerillos Banco 4", "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)" y "P19-OC2 San José Iturbide

Banco 4", los cuales incrementan 1,408.3 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Quintana Roo incorporará grandes proyectos como son "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)", "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II", los cuales adicionarán 1,090 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incorporará los proyectos "P17-CE14 Panamericana Potencia Banco 3", "P19-BC1 Tijuana Banco 4", "P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada" y "P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana". Todos estos proyectos incrementaran 1,033.3 MVA de capacidad al estado.

En lo referente a Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada los cuales son impulsados por tres proyectos, "P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo", "P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco" e "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".

En la Figura 9.3.14 se muestran las adiciones de Bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia tensiones inferiores se tienen contemplados 8,200 MVA de capacidad. Mientras que para bancos con relaciones de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 8,733.2 MVA de capacidad.

Figura 9.3.13 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de ampliación de la RNT instruidos por SENER por Entidad Federativa

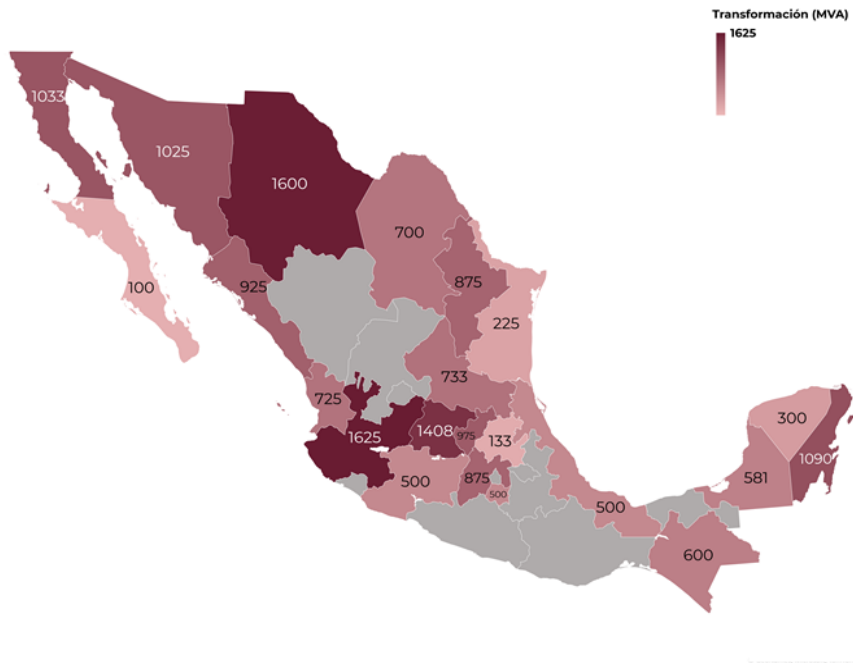
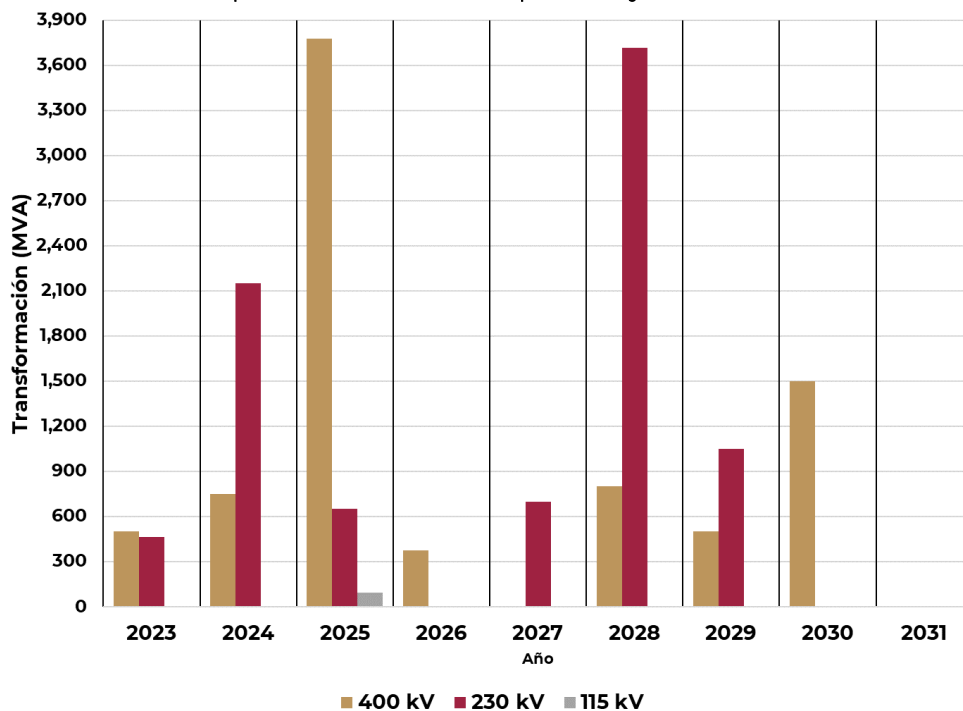


Figura 9.3.14 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de ampliación de la RNT instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Del rubro de compensación reactiva para la ampliación de la RNT se han instruido obras por un total de 10,528.1 MVA, mediante la construcción de elementos de compensación de potencia reactiva

dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales los mayores incrementos estarán localizados en los estados de Chihuahua, Sinaloa, Quintana

Roo, Oaxaca y Veracruz. Adicionalmente, los proyectos instruidos integrarán 77.4 MVAR de compensación reactiva en la Red Eléctrica de media tensión. En la Figura 9.3.15 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Chihuahua se tienen instruidas obras por un total de 1,245 MVAR, de los cuales las mayores contribuciones vienen de los proyectos "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", "P22-NT2 Soporte de tensión en la zona Chihuahua", "P20-NT1 Soporte de tensión en la región Mesteñas", "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma" y "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2".

En lo referente al estado de Sinaloa los proyectos de mayor impacto que impulsan el incremento de compensación reactiva son "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", "P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán". Entre todos los proyectos previstos para el estado de Sinaloa se adicionan 1,070 MVAR de compensación reactiva.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)" y "P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II", los cuales adicionan 1,090.7 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Para el estado de Oaxaca la contribución proviene de los proyectos "M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco", "P19-OR3 Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica" y "P17-OR4 Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz – Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec – Pinotepa Nacional y Ciénega MVAR). Todos estos proyectos adicionan 1,013.6 MVAR de compensación reactiva.

En la Figura 9.3.16 se presentan las adiciones de compensación de potencia reactiva de 2023 a 2032 y nivel de tensión. En 400 kV se adicionan 4,775 MVAR, en 230 kV 1,808 MVAR y en los niveles de 161 kV a 69 kV se instalarán 3,944.7 MVAR.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 4,736.1 MVAR, donde la principal contribución vendrá de proyectos como "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos de la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte", "P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío" y "P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya".

En 2030 se tienen previstos 2,344.2 MVAR en donde la contribución principal vendrá del proyecto "M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coatzacoalcos, Temascal – Grijalva y Grijalva – Tabasco".

Figura 9.3.15 Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) de ampliación de la RNT instruida por SENER por Entidad Federativa

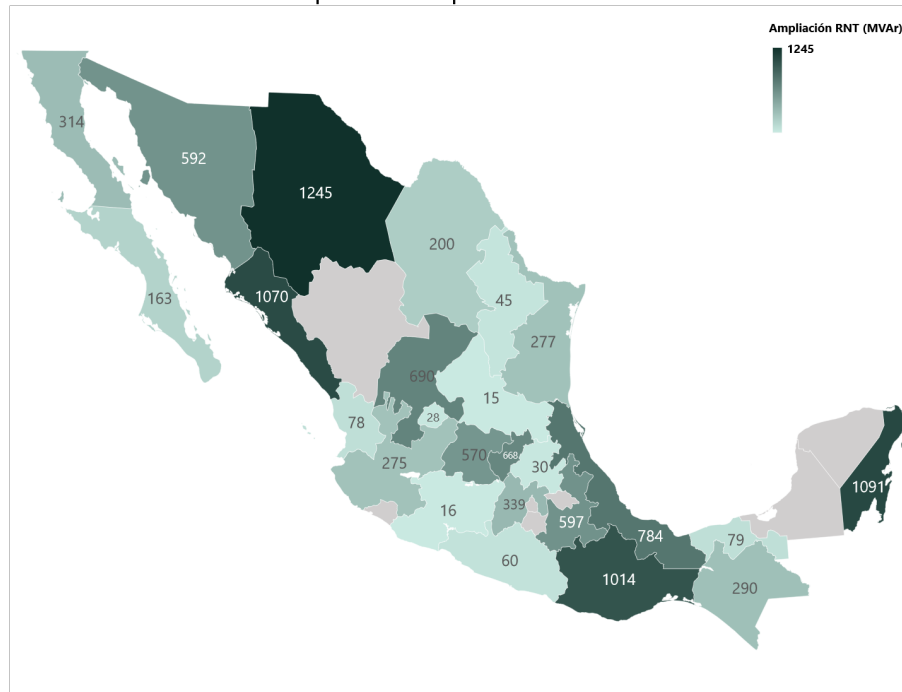
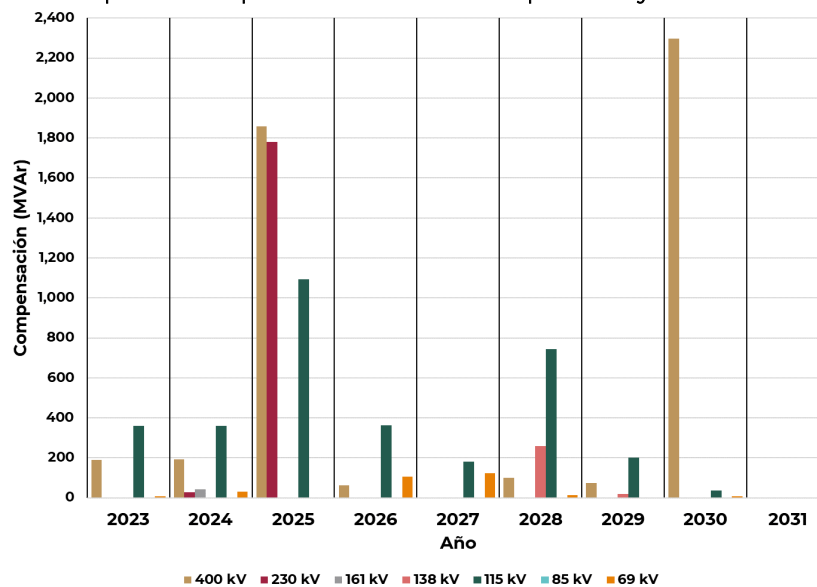


Figura 9.3.16 Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva de ampliación de la RNT instruida por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Metas Físicas 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

En el rubro de transmisión los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER constituyen un total de 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 172 km-c serán construidos en el estado de Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. En la

Figura 9.3.17 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 9.3.18 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

Las adiciones de Red Eléctrica de transmisión asociados a los Proyectos del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica se dan en 2024, con un total de 172.4 km-c en los niveles de, 400, 230 y 161 kV motivado por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”.

En el rubro de transformación los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 22 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 665 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 565 MVA se encuentran en el estado de Baja California, motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” y 100 MVA en Baja California Sur derivados del proyecto “CFE10-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur”. En la Figura 9.3.19 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.3.20 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión.

Finalmente, para el rubro de compensación los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al

PND 2019-2024 y al artículo 22 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVAR, los cuales se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California. En la Figura 9.3.21 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 100 MVAR. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVAR derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida” y para el estado de Baja California se adicionan 21 MVAR del proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”.

En la Figura 9.3.22 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2023 se tiene la mayor adición de Compensación reactiva con 175 MVAR en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 se incorporarán 21 MVAR en 161 kV.

Figura 9.3.17 Longitud (km-c) de las líneas de transmisión instruidas por SENER asociadas al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por Entidad Federativa



Figura 9.3.18 Longitud (km-c) de las líneas de transmisión instruidas por SENER asociadas al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por año de entrada en operación y nivel de tensión.

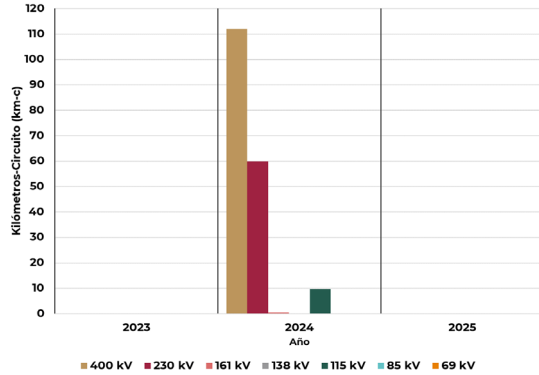


Figura 9.3.20 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER asociados al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por año de entrada en operación y nivel de tensión.

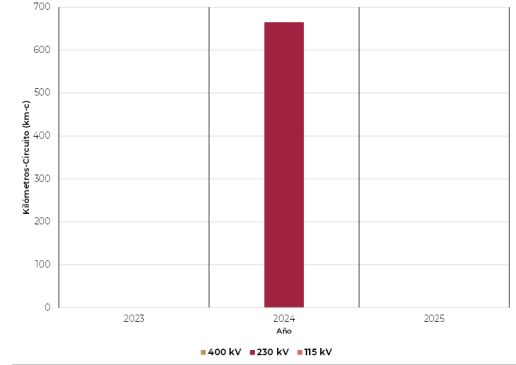


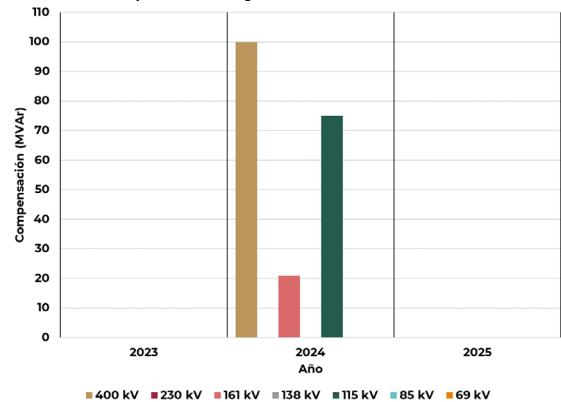
Figura 9.3.19 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER asociados al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por Entidad Federativa



Figura 9.3.21 Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAR) instruida por SENER asociada al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por Entidad Federativa



Figura 9.3.22 Capacidad (MVAR) de Compensación de Potencia Reactiva instruida por SENER asociada al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por año de entrada en operación y nivel de tensión.



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	feb-29	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	feb-29	Oriental
Total			75.0			

Compensación Capacitiva Occidente

P15-OC3 Compensación de la Zona Guanajuato

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guanajuato MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Santa Fe II MVar	Capacitor	115	30.0	abr-19	dic-23	Occidental
Total			52.5			

P15-OC4 Compensación de la Zona León

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagos Galera MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Total			22.5			

P15-OC6 Compensación de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Dolores Hidalgo MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
La Fragua MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
La Griega MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Querétaro Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Total			112.5			

P15-OC7 Compensación de la Zona Apatzingán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Hueco MVar (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-19	dic-23	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	ene-25	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab / 12	115	1	2.5	jul-19	ene-25	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel / 12	34.5	1	0.1	jul-19	ene-25	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel / 12	13.8	1	18.6	jul-19	ene-25	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	ene-25	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	ene-25	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) / 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	ene-25	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) / 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	ene-25	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	ene-25	Peninsular
Chankanaab MVar	Capacitor	115	7.5	jul-19	ene-25	Peninsular
Chankanaab II MVar	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	ene-25	Peninsular
Chankanaab MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	ene-25	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	ene-24	Baja California
Parque Industrial San Luis MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17	ene-24	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	ene-24	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	ene-24	Baja California
Río MVar	Capacitor	69	16.0	abr-17	ene-24	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	dic-23	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	12.5	abr-17	dic-23	Baja California Sur
Total			12.5			

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	ene-24	Noroeste
Total			22.5			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2016
P16-OC2 Potrerillos Banco 4

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	dic-23	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	dic-23	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	operación	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	dic-23	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) / 25	230	4	4.5	abr-19	ago-24	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 3	69	2	4.5	abr-19	ago-24	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 5	69	1	1.8	abr-19	ago-24	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas	69	1	2.9	abr-19	ago-24	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuierillas - Álamos	69	2	9.0	abr-19	ago-24	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales	69	1	1.7	abr-19	ago-24	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán	69	2	0.2	abr-19	ago-24	Occidental
Total			24.6			

3/ Tendido del primer circuito

5/ Recalibración

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	ago-24	Occidental
Total			300.0				

T. Transformador

P16-NT1 Zona La Laguna

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Oriente - Abastos	115	1	10.0	abr-23	ago-24	Norte
Torreón Sur entronque Revolución - Allende	115	2	21.0	abr-23	ago-24	Norte
Torreón Sur - Takata / 5	115	1	5.3	abr-23	ago-24	Norte
Takata - Torreón Oriente / 5	115	1	5.2	abr-23	ago-24	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras / 5	115	1	5.0	abr-23	ago-24	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal / 5	115	1	7.2	abr-23	ago-24	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 5	115	1	13.4	abr-23	ago-24	Norte
Total			67.1			

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	ago-24	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	ene-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	ene-25	Peninsular
Total			300.0				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2017

P15-CE1 Donato Guerra MVar (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Donato Guerra MVar (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-15	dic-23	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	abr-27	Central
Total			4.2			

M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coahuila, Temascal–Grijalva y Grijalva–Tabasco

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juile compensación serie Bancos 1, 2 y 3 (A3190, A3040 y A3140) / 21	Capacitor	400	754.1	abr-19	nov-30	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	nov-30	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	nov-30	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	sep-26	Oriental
San Andrés II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	sep-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	nov-26	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	sep-24	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-21	sep-24	Oriental
Total			229.0			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciénega MVar (reactor de línea 93740) /1	Reactor	230	28.0	abr-21	jul-23	Oriental
Total			28.0			

1/ Incluye reserva

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	sep-27	Oriental
Amozoc MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	sep-27	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-26	Oriental
Total			15.0			

P17-OR9 Frontera Comalapa MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera Comalapa MVar	Capacitor	115	7.5	abr-17	terminado	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	may-24	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	Reactor	13.8	21.0	oct-18	oct-26	Noroeste
Total			21.0			

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	oct-24	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)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	30-dic-19	Noroeste
Total			100.0				

AT. Autotransformador

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)2

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			

P15-BC1 Maneadero entronque Ciprés – Cañón

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	jun-27	Baja California
Total			6.0			

P17-BC11 El Arrajal Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Prieto II - El Arrajal / 3	230	2	125.0	abr-22	feb-28	Baja California
El Arrajal - San Felipe / 3	115	2	50.0	abr-22	feb-28	Baja California
Total			175.0			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	feb-26	Baja California
Total			133.3				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2018

M15-CE2 Línea de transmisión Atlacomulco – Almoloya

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	dic-23	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	may-28	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	sep-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Infonavit – Dos Bocas	115	2	38.6	abr-17	sep-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Veracruz I – Dos Bocas	115	4	38.6	abr-17	sep-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas entronque Paso del Toro – Boca del Río	115	2	3.0	abr-17	sep-25	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	sep-25	Oriental
Total			500.0				

T. Transformador

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	4	115	abr-17	jun-24	Oriental
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	jun-24	Oriental
Temascal III	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	jun-24	Oriental
Framboyanes	Modernización de equipamiento serie (interruptores u otros)	3	115	abr-17	jun-24	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	feb-29	Oriental
Apizaco II - La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	feb-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 (recalibración) / 5	115	2	18.0	abr-18	dic-23	Occidental
Total			18.0			

5/ Recalibración

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-23	Occidental
Total			133.3				

AT. Autotransformador

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conín - Marqués Oriente / 4	115	1	5.0	abr-20	may-24	Occidental
Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	1	9.5	abr-20	may-24	Occidental
Total			14.5			

4/ Tendido del segundo circuito

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	jun-28	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	jun-28	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	jun-28	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	jun-28	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	jun-28	Occidental
Humedades MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	jun-28	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	jul-28	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	nov-27	Occidental
Total			3.0			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAR (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	nov-25	Occidental
Villa Hidalgo MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-20	nov-25	Occidental
Total			32.5			

P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225.0	230/115	abr-20	oct-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	133.3	230/115	abr-19	dic-23	Occidental
Total			133.3				

AT. Autotransformador

P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco

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	sep-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	abr-28	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	abr-28	Occidental
Fresnillo Industrial MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-28	Occidental
Jerez MVar (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-28	Occidental
San Jerónimo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-28	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	abr-21	ene-28	Occidental
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-21	ene-28	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	ene-28	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	ene-28	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	ene-28	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	ene-28	Occidental
Total			63.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	ene-28	Occidental
Total			500.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huacana MVar	Capacitor	69	8.1	abr-21	ene-28	Occidental
Total			8.1			

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
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	abr-30	Occidental
El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5	115	1	4.0	abr-21	abr-30	Occidental
Total			54.0			

5/ Recalibración

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	abr-27	Occidental
Chapala MVar (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	abr-27	Occidental
Lomas MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-27	Occidental
Mojonera MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-27	Occidental
Pinar MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-27	Occidental
San Agustín MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-27	Occidental
Total			122.1			

P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Aeroespacial MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-23	Occidental
Campanario MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-23	Occidental
Cimatario MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	dic-23	Occidental
Antea MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-23	Occidental
Querétaro MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-23	Occidental
San Ildefonso MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	dic-23	Occidental
Total			135.0			

P18-NO1 Quilá MVar (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quilá MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	terminado	Noroeste
Total			15.0			

P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5

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	may-24	Norte
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	may-24	Norte
Total			500.0				

AT. Autotransformador

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3

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	sep-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	sep-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	ago-27	Norte
Total			100.0				

AT. Autotransformador

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	ene-28	Noreste
Total			100.0				

AT. Autotransformador

P17-NE2 Las Mesas Banco 1

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	ene-25	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	ene-25	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	ene-25	Noreste
Total			300.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Axtla MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	ene-25	Noreste
Total			15.0			

P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera MVar (habilitación de reactor)	Reactor	400	50.0	nov-18	nov-23	Noreste
Río Escondido MVar (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	nov-23	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	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
Las Norias MVar	Capacitor	115	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
San Fernando MVar	Capacitor	115	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
Total			15.0			

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	ene-25	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	ene-25	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	4	13.2	abr-21	ene-25	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	ene-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	ene-25	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	ene-25	Peninsular
Total			356.2				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P17-BC2 Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero / 12, 14	115	2	8.0	abr-19	ago-27	Baja California
Total			8.0			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

P17-BC3 Frontera entronque Industrial – Universidad

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera entronque Industrial - Universidad / 12, 14	115	2	6.0	abr-21	ago-28	Baja California
Total			6.0			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Potencia Banco 3 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-21	dic-24	Baja California
Total			300.0				

T. Transformador

32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

P17-BC16 Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey

Líneas de 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	jul-27	Baja California
Total			8.0			

P16-BS2 Camino Real MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Camino Real MVar	Capacitor	115	12.5	abr-19	ago-27	Baja California Sur
Total			12.5			

P17-BS1 Loreto MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19	ago-27	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	Baja California Sur
Total			12.5			

P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	9-jun-21	Mulegé
Total			20.0				

T. Transformador

P18-MU3 Mezquital MVar (Traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mezquital MVar (traslado)	Reactor	115	2.5	abr-18	9-feb-21	Mulegé
Total			2.5			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2019
P19-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	400	2	426.0	abr-25	dic-25	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	dic-25	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	4.0	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza	230	2	17.0	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	28.0	abr-25	dic-25	Central
Total			665.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-25	dic-25	Central
Total			875.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia MVar (reactor de bus 1)	Reactor	400	50.0	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia MVar (reactor de bus 2)	Reactor	400	50.0	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia MVar (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-25	dic-25	Central
Jilotepec Potencia MVar (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-25	dic-25	Central
Total			275.0			

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	ago-27	Oriental
Total			0.2			

P19-OR3 Suministro de energía eléctrica en Huatulco y Costa Chica

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) /30(Cap.)	jun-19	oct-24	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) /50(Cap.)	jun-19	oct-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	may-27	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	may-27	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	may-27	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	dic-25	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	ene-25	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	ene-25	Occidental
El Marqués MVar	Capacitor	115	30.0	abr-23	ene-25	Occidental
Potrerillos MVar	Capacitor	115	45.0	abr-23	ene-25	Occidental
Santa Fe MVar	Capacitor	115	45.0	abr-23	ene-25	Occidental
Total			900.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)

Líneas de 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	ene-25	Noroeste
Total			0.4			

P19-NO2 Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nogales Aeropuerto - Industrial San Carlos / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Industrial San Carlos - Nogales / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Dynatech - Rolando García Urrea / 12	115	1	7.0	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Cinco - Dynatech / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis / 12	115	1	2.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Portales / 12	115	1	0.4	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Dos / 12	115	1	5.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Misión / 12	115	1	4.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Loma - Pueblitos / 12	115	1	0.1	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Nueve - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	7.0	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Seis - Hermosillo Misión / 12	115	1	3.6	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Uno - Hermosillo Nueve / 12	115	1	0.1	abr-19	dic-31	Noroeste
Hermosillo Uno - Rolando García Urrea / 12	115	1	9.8	abr-19	dic-31	Noroeste
Portales - Hermosillo Dos / 12	115	1	6.5	abr-19	dic-31	Noroeste
Bácum - Ciudad Obregón Dos / 12	115	1	4.2	abr-19	dic-31	Noroeste
Bácum - Providencia / 12	115	1	0.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Ciudad Obregón Cuatro - Obregón Uno / 12	115	1	11.0	abr-19	dic-31	Noroeste
Ciudad Obregón Dos - Providencia / 12	115	1	4.1	abr-19	dic-31	Noroeste

Ciudad Obregón Tres - Tetabiate /12	115	1	2.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Louisiana - Centenario /12	115	1	3.6	abr-19	dic-31	Noroeste
Louisiana - Mochis Centro /12	115	1	3.7	abr-19	dic-31	Noroeste
Culiacán Cuatro - Costa Rica /12	115	1	1.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Culiacán Tres - Culiacán Centro /12	115	1	2.2	abr-19	dic-31	Noroeste
Culiacán Tres - Isla Musalá /12	115	1	1.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Isla Musalá - Culiacán Oriente /12	115	1	3.0	abr-19	dic-31	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Uno /12	115	1	5.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Mazatlán Aeropuerto - Subestación Eléctrica Villa Unión /12	115	1	1.2	abr-19	dic-31	Noroeste
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /12	115	1	10.5	abr-19	dic-31	Noroeste
Mazatlán Dos - Subestación Eléctrica Villa Unión /12	115	1	9.3	abr-19	dic-31	Noroeste
Mazatlán Norte - Del Mar /12	115	1	3.6	abr-19	dic-31	Noroeste
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /12	115	1	2.5	abr-19	dic-31	Noroeste
Total			121.5			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P16-NO1 El Mayo entronque Navojoa Industrial – Carrizo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-20	jun-24	Noroeste
Total			1.2			

P19-NO1 Viñedos MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-20	may-26	Noroeste
Total			22.5			

P19-NT1 Terranova Banco 2

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	jun-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	jul-24	Noreste
Total			7.2			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero MVAR (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	ago-23	Noreste
Total			75.0			

P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2

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	abr-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	jun-24	Noreste
Total			48.0			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ladrillera MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	Noreste
Lajas MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	Noreste
Linares MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	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	feb-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	feb-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	feb-25	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valles	115	1	2.0	abr-21	feb-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	feb-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	oct-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	oct-25	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace / 12	115	1	1.4	abr-20	oct-25	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II / 8	115	2	16.4	abr-20	oct-25	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen / 5	115	2	29.1	abr-20	oct-25	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	oct-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	oct-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	oct-25	Peninsular
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-20	oct-25	Peninsular
Balam MVar (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Cancún MVar (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Bonampak MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Riviera Maya MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Zac Nicté MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-25	Peninsular
Total			601.6			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P19-BC1 Tijuana I Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tijuana I Banco 4 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	jun-24	Baja California
Total			300.0				

T. Transformador

32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

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	abr-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	abr-29	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	abr-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	dic-28	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	dic-26	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
Laguna de Sayula entronque Manzanillo - Atequiza (A3240)	400	2	0.2	abr-26	abr-30	Occidental
Laguna de Sayula entronque Centro Logístico Jalisco - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-30	Occidental
Laguna de Sayula entronque Tapalpa - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-30	Occidental
Laguna de Sayula - Sayula	115	1	28.0	abr-26	abr-30	Occidental
Laguna de Sayula - Centro Logístico (recalibración)	115	1	26.0	abr-26	abr-30	Occidental
Total			54.6			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna de Sayula Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-30	Occidental
Total			500.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna de Sayula MVar (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	abr-30	Occidental
Tuxpan MVar	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-30	Occidental
Tecolotlán MVar	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-30	Occidental
Mezquitán MVar	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-30	Occidental
Tecomates MVar	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-30	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 entronque Guadalajara II - Atequiza (93730)	230	2	0.4	abr-20	dic-28	Occidental
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0	abr-20	dic-28	Occidental
El Salto Jalisco - Parque Industrial	69	1	9.5	abr-20	dic-28	Occidental
Total			15.9			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Jalisco Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-20	dic-28	Occidental
Total			300.0				

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-27	Occidental
Total			300.0				

AT. Autotransformador

P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seis de Abril - Mar de Cortés (Conversión a 230 kV) / 45	230	1	104.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.1	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.3	abr-24	dic-28	Noroeste
Oriente entronque Mar de Cortés - Puerto Peñasco	115	2	4.3	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			4.7			

45/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	200.0	230/115	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			200.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés MVar (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			43.5			

P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Loma - Derivación Quiroga / 3	115	2	13.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 1) / 4	115	2	1.5	abr-24	dic-28	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 2) / 12	115	1	1.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			15.5			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

12/ Cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Loma Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-24	dic-26	Noroeste
Total			225.0				

AT. Autotransformador

P20-NO3 Juan José Ríos MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juan José Ríos MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-24	feb-24	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-27	ago-27	Noroeste
Total			15.0			

P20-NO5 Pericos MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Subestación Eléctrica Pericos MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-24	feb-24	Noroeste
Total			22.5			

P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la Zona Mazatlán

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos Bancos 4 y 5 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-24	abr-28	Noroeste
El Habal Banco 1 (traslado y sustitución)	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-28	Noroeste
Total			625.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos MVAR (reactor de barra)	Reactor	400	100.0	abr-24	abr-28	Noroeste
Mazatlán Dos MVAR (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30.0	abr-24	abr-28	Noroeste
Total			130.0			

P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Cereso - Villas del Pitic / 12	115	1	4.8	abr-24	abr-29	Noroeste
Hermosillo Uno - Río Sonora / 12	115	1	5.9	abr-20	abr-29	Noroeste
Río Sonora - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	2.8	abr-20	abr-29	Noroeste
Pueblitos - Ladrilleras / 12	115	1	0.1	abr-24	abr-29	Noroeste
Tetabiate - Obregón Uno / 12	115	1	3.2	abr-24	abr-29	Noroeste
Banderas - Ciudad Obregón Tres / 12	115	1	0.5	abr-24	abr-29	Noroeste
Los Mochis Tres - Centenario / 4, 12	115	1	12.1	abr-24	abr-29	Noroeste
Culiacán Milenium - La Higuera	115	1	2.5	abr-24	abr-29	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Milenium / 12	115	1	3.4	abr-24	abr-29	Noroeste
Culiacán Uno - Tres Ríos	115	1	0.2	abr-24	abr-29	Noroeste
Mazatlán del Mar - Mazatlán Centro / 12	115	1	4.4	abr-24	abr-29	Noroeste
Total			39.7			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

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	abr-28	Norte
Mesteñas MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-28	Norte
El Trébol MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-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	abr-28	Norte
Maniobras María Solar entronque Galeana - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-28	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	abr-28	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	abr-28	Norte
Gavilán MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	Norte
Villa Ahumada MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	Norte
Valle Esperanza MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	Norte
El Capulín MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	Norte
Monteverde MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	Norte
Vado Santa María MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-28	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 CEV	CEV	138	50(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	abr-28	Noreste
Falcón México MVar	Capacitor	138	9.0	abr-20	abr-28	Noreste
Total			259.0			

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	abr-29	Noreste
Matamoros Potencia - Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	abr-29	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	abr-29	Noreste
Total			225.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Hermoso MVar	Capacitor	138	18.0	abr-23	abr-29	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	abr-28	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-29	Peninsular
Ticul Potencia - Ticul I / 5	115	1	1.2	abr-23	abr-29	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	nov-25	Peninsular
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-23	nov-25	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché / 3, 12	115	2	7.0	abr-23	nov-25	Peninsular
Leona Vicario - Kekén / 3, 12	115	2	10.6	abr-23	nov-25	Peninsular
Canek - Kohunlich / 5	115	1	5.7	abr-23	nov-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-24	nov-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	nov-25	Peninsular
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-23	nov-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 STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) /30(Cap.)	abr-23	abr-28	Baja California
Total			60.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

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	dic-27	Baja California Sur
Buena Vista MVar	Capacitor	115	7.5	abr-24	dic-27	Baja California Sur
Total			22.5			

P20-BS2 Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar - Monte Real / 3	115	2	16.0	abr-24	dic-28	Baja California Sur
Total			16.0			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-24	dic-28	Baja California Sur
Total			100.0				

AT. Autotransformador

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	abr-28	Baja California Sur
Total			100.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CFE20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escárcega Potencia MVar	Reactor	400	100.0	ene-23	dic-23	Peninsular
Total			100.0			

CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida

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	dic-23	Peninsular
Poniente - Caucel Potencia (73590) / 5	115	1	4.9	ene-24	dic-23	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	dic-23	Peninsular
Sur MVar	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	dic-23	Peninsular
Total			75.0			

CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Rosita - La Herradura / 3, 7	400	2	112.0	sep-22	ene-24	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3	230	2	16.0	sep-22	ene-24	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	sep-22	ene-24	Baja California
Total			128.4			

3/ Tendido del primer circuito

7/ Operación Inicial en 230 kV

CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Prieto Dos - Sánchez Taboada / 4	230	2	36.0	oct-23	ene-24	Baja California
Ruiz Cortines entronque Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46	230	2	6.0	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46, 47	230	1	-	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial - Hidalgo / 46, 47	230	1	-	oct-23	ene-24	Baja California
Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines / 47, 48	230	1	2.0	oct-23	ene-24	Baja California
Total			44.0			

4/ Tendido del segundo circuito

46/ Se forma las LT Ruiz Cortines - Parque Industrial en 230 kV y las LT Ruiz Cortines - Hidalgo en 161 kV

47/ Cambio de tensión de operación de 161 kV a 230 kV

48/ Se modifica punto de interconexión de Cerro Prieto Uno a Cerro Prieto Tres, formado la LT Cerro Prieto Tres - Ruiz Cortines en 230 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ruiz Cortines Banco 1 (traslado)	4	AT	300.0	230/161	oct-23	ene-24	Baja California
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225.0	230/161	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial Banco 3 (sustitución)	1	T	40.0	230/13.8	oct-23	ene-24	Baja California
Total			565.0				

AT. Autotransformador

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia MVar (traslado)	Capacitor	161	21.0	oct-23	ene-24	Baja California
Total			21.0			

CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	oct-23	feb-24	Baja California Sur
Total			100.0				

AT. Autotransformador

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	dic-29	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	ago-29	Oriental
Huixtla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	ago-29	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	dic-28	Occidental
Satélite - La Loma (73110) (repotenciación)	115	1	0.8	abr-21	dic-28	Occidental
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-21	dic-28	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	dic-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	dic-28	Occidental
Tepatitlán MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-28	Occidental
Peñuelas MVar (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	dic-28	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	ago-28	Occidental
Minas – Entronque Amatitán -Tala (actual Tala - Santa Rosa 63980)	69	2	0.2	abr-22	ago-28	Occidental
Total			0.4			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas MVar	Capacitor	69	8.1	abr-22	ago-28	Occidental
La Vega MVar	Capacitor	69	5.0	abr-22	ago-28	Occidental
Estancita MVar	Capacitor	115	5.0	abr-22	ago-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-29	Occidental
Otomí - Colinas de Apaseo / 1	115	2	5.10	abr-27	dic-29	Occidental
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) (repotenciación)	115	1	1.40	abr-27	dic-29	Occidental
Otomí entronque La Loma - Querétaro Poniente (73860)	115	2	10.32	abr-27	dic-29	Occidental
Conín - Zibata / 1	115	2	9.96	abr-27	dic-29	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-29	Occidental
Conín Banco 3	3	AT	225.0	230/115	abr-27	dic-29	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			6.10			

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	dic-30	Occidental
Vallejo entronque Vallarta Potencia - Nuevo Vallarta	230	2	40.0	abr-22	dic-30	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	dic-30	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	dic-30	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	ago-28	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	ago-28	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	abr-28	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

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico /1	115	1	3.31	abr-25	abr-28	Noroeste
Total			3.31			

1/ Recalibración de tramo con cable de potencia subterráneo

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 /1	400	2	216.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /1	400	2	268.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Tepic Dos - Cerro Blanco /1	400	2	46.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Total			782.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-21	feb-25	Noroeste
Total			600.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Culiacán Poniente MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Mazatlán Dos MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	feb-25	Noroeste
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-25	Noroeste
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-25	Occidental
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	ene-25	Noroeste
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	ene-25	Norte
Total			2,450.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

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
Gúemez - Olivo (73520) (recalibración)	115	1	13.5	abr-21	dic-29	Noreste
Gúemez - Libertad (73560) (recalibración)	115	1	20.0	abr-21	dic-29	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-BC2 Compensación capacitiva en la zona Tecate

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecate Uno MVar / 1	Capacitor	115	15.0	abr-25	ago-28	Baja California
Total			15.0			

1/ Operación Inicial en 69 kV

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	dic-28	Baja California
Total			300.0				

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

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-28	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	dic-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	dic-26	Oriental
Total			15.0			

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	Por definir	Oriental
Tabasquillo MVar	Capacitor	115	7.5	abr-25	Por definir	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	Por definir	Oriental
Zinacatepec MVar	Capacitor	115	15	abr-21	Por definir	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-28	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 - Marabis (73510)	115	2	4.4	abr-26	Por definir	Occidental
Las Fresas - Castro del Rio II / 3, 15	115	2	30.3	abr-26	Por definir	Occidental
Total			34.7			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Fresas Banco 2	3	T	125.0	400/115	abr-26	Por definir	Occidental
Total			375.0				

AT. Autotransformador

P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Peñitas MVar/1	Capacitor	115	15	abr-26	Por definir	Occidental
Acajoneta MVar /2	Capacitor	115	9	abr-26	Por definir	Occidental
Total			24.0			

1/ Incremento de 7.5 a 15 MVar

2/ Incremento de 5 a 9 MVar

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	Por definir	Noroeste
LT derivación Caimanero entronque Guasave – Santa María (Futura)	115	2	6.0	abr-27	Por definir	Noroeste
LT Caimanero - Bamoa	115	1	22.0	abr-27	Por definir	
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 Naranja)	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	Por definir	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	Por definir	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-27	Por definir	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	ago-28	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	dic-26	Norte
Reforma MVar	Capacitor	115	30	abr-26	dic-26	Norte
Cuatro Siglos MVar	Capacitor	115	15	abr-26	dic-26	Norte
Médanos MVar	Capacitor	115	15	abr-26	dic-26	Norte
Libertad MVar	Capacitor	115	15	abr-26	dic-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	Por definir	Norte
División del Norte MVar	Capacitor	115	30.0	abr-24	Por definir	Norte
Avalos MVar	Capacitor	115	30.0	abr-24	Por definir	Norte
Chuviscar MVar	Capacitor	115	30.0	abr-24	Por definir	Norte
El Sauz MVar (Traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-24	Por definir	Norte
Chihuahua Planta MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Menonitas MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Campo Setenta y Tres MVar	Capacitor	115	10.0	abr-24	Por definir	Norte
Maniobras Treinta y Cuatro MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Manitoba MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	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	Por definir	Norte
Puerto Justo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Río Florido MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Abraham González MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	Por definir	Norte
Santa María del Oro MVar	Capacitor	115	10.0	abr-24	Por definir	Norte
Bolívar MVar	Capacitor	115	10.0	abr-24	Por definir	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-28	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	Por definir	Baja California
Francisco Villa MVar 1/	Capacitor	115	24.3	abr-24	Por definir	Baja California
Lago MVar 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	Por definir	Baja California
Seminario MVar 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	Por definir	Baja California
Durazno MVar 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	Por definir	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	Por definir	Baja California
La Joya MVar	Capacitor	115	22.5	abr-24	Por definir	Baja California
Popotla MVar	Capacitor	115	7.5	abr-24	Por definir	Baja California
Total			52.5			

Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT

En el Cuadro 9.4.1 se listan los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el PAMRNT 2023 – 2037 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 9.4.1, 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 inversión⁶², así como sus indicadores técnicos y económicos de cada una y una conclusión de la Alternativa seleccionada.

Cuadro 9.4.1. Proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2023 – 2037

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	P23-ORI	Suministro de energía eléctrica en Tabasco	dic-29	2023	Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos / Tabasco
Occidental	P23-OC1	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	abr-27	2023	Manzanillo, Colima, Carapan y Guadalajara Poniente / Colima, Jalisco, Michoacán
	P23-OC2	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	abr-27	2023	Manzanillo y Colima / Colima
Noroeste	P23-NO1	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	abr-28	2023	Mazatlán / Sinaloa
	P23-NO2	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos	abr-28	2023	Culiacán / Sinaloa
Norte	I23-NT1	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	abr-28 a abr-32	2023	GCR Norte, Noroeste y Noreste /Sonora, Chihuahua, Durango y Coahuila
	P23-NT1	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	abr-27	2023	Laguna / Coahuila

⁶² Las metas físicas y costos de inversión pueden variar al desarrollar la Ficha de Información de Proyecto y el caso de negocio de CFE Transmisión, para su propuesta de

aprobación de las bases del proceso competitivo a presentar a la SENER y Consejos Administrativos de CFE

	P23-NT2	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	abr-27	2023	Durango / Durango
Baja California	P23-BC1	Incremento en la Confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	abr-25	2023	San Luis Río Colorado / Sonora
	P23-BC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	abr-27	2023	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	P23-BS1	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	abr-28	2023	Los Cabos y La Paz / Baja California Sur

En el Cuadro 9.4.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2023 – 2037, indicando aquellos que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

Cuadro 9.4.2. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2023 – 2037 para los proyectos identificados

Proyectos de Ampliación de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Suministro de energía eléctrica en Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la Transformación de la Zona Colima	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Principales Proyectos del PAMRNT 2023 – 2037

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 9.4.3 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 8.

Cuadro 9.4.3. Principales proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2023 – 2037

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	I23-NT1	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	abr-28 a abr-32	2023	Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste / Sonora, Chihuahua, Coahuila y Durango
2	Baja California Sur	P23-BS1	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	abr-28	2023	Los Cabos y La Paz / Baja California Sur
3	Occidental	P23-OC1	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	abr-27	2023	Manzanillo, Colima, Carapan y Guadalajara Poniente / Colima, Jalisco, Michoacán
4	Norte	P23-NT1	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	abr-27	2023	Laguna / Coahuila
5	Norte	P23-NT2	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	abr-27	2023	Durango / Durango
6	Occidental	P23-OC2	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	abr-27	2023	Manzanillo y Colima / Colima
7	Baja California	P23-BC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	abr-27	2023	Ensenada / Baja California
8	Noroeste	P23-NO2	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos	abr-28	2023	Culiacán / Sinaloa
9	Noroeste	P23-NO1	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	abr-28	2023	Mazatlán / Sinaloa
10	Baja California	P23-BC1	Incremento en la Confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	abr-25	2023	San Luis Río Colorado / Sonora

Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de la RNT

En el rubro de transmisión, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 1,293.3 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la aportación provendrá de los estados de Coahuila, Chihuahua y Baja California Sur.

Para Chihuahua y Coahuila la contribución en la adición de Líneas de Transmisión corresponde al proyecto identificado “I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte” con 600 km-c para Coahuila y 469 km-c para el estado de Chihuahua.

Para el estado de Baja California Sur el incremento se debe al proyecto “P23-BS1 Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz – Los Cabos”.

El Estado de Baja California incrementa su capacidad de transmisión 11 km-c debido al proyecto “P23-BC1 Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia”.

En cuanto al estado de Sinaloa contemplan dos proyectos. “P23-NO2 Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente – Tres Ríos” y “P23-NO1 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina – Venadillo y LT Marina – Mazatlán Norte” los cuales incrementan 11.8 km-c en el estado.

En la Figura 9.4.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión.

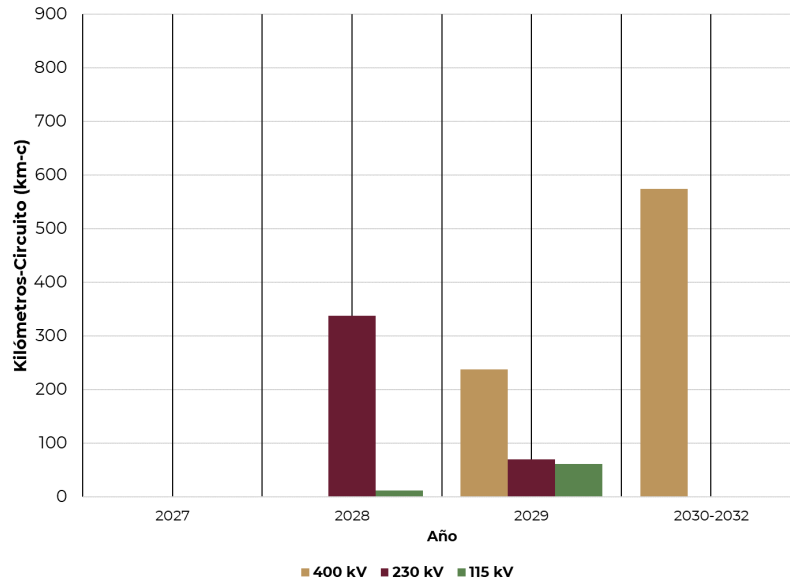
Con todo este conjunto de proyectos identificados se adiciona Red Eléctrica de transmisión en 400, 230 y 115 kV. De todo este conjunto de proyectos se tiene

identificado entre 2030-2032 se integren a la Red Eléctrica 574.0 km-c de Línea de Transmisión en 400 kV. Por otra parte, para 2029 solo se adicionarán 369.5 km-c de Línea de Transmisión en 400, 230 y 115 kV. Finalmente, para 2028 se tiene la adición 349.8 km-c de Línea de Transmisión en 230 y 115 kV.

Figura 9.4.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión identificadas por Entidad Federativa



Figura 9.4.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión identificadas por año de entrada en operación y nivel de tensión



En el rubro de transformación, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 2,2250 MVA de capacidad de transformación los cuales se instalarán en 4 estados del país, Chihuahua, Chiapas, Colima y Baja California con 1,625, 300, 200 y 100 MVA respectivamente. En la Figura 9.4.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Respecto al estado de Baja California la contribución vendrá del proyecto “P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada”, para el estado de Colima se contempla el proyecto “P23-OC2 Incremento en la Transformación de la Zona Colima”. En el

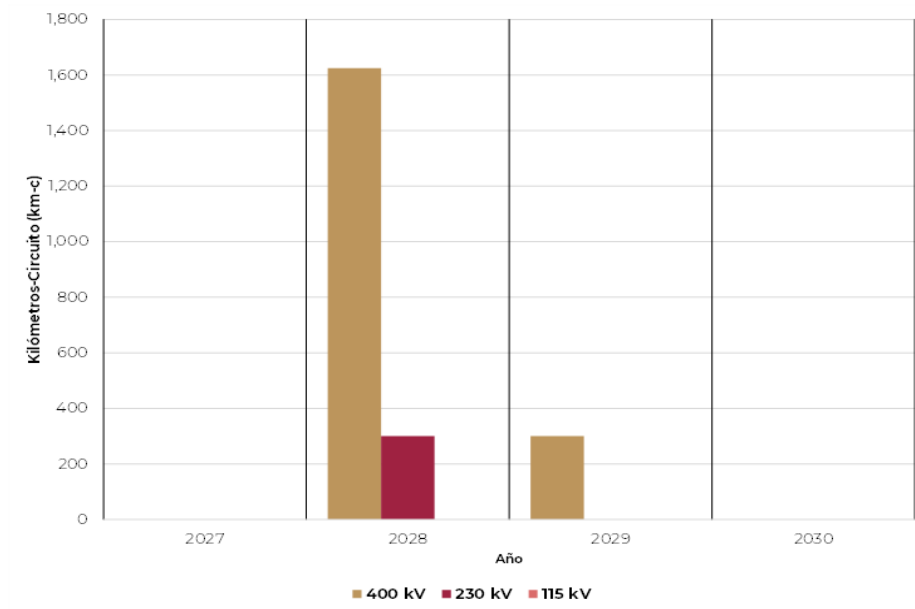
estado de Chihuahua se incluye el proyecto “I23-NTI Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste – Norte” y para el estado de Chiapas se identificó el proyecto “P23-OR1 Suministro de energía en Tabasco”.

En la Figura 9.4.4 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia tensiones inferiores se agregará un total de 1,925 MVA y de 230 kV a tensiones inferiores se prevé la integración de 300 MVA de capacidad. Para el año 2028 se tiene previsto la entrada en operación de 1,925 MVA y para 2029 solo se incorporarán 300 MVA.

Figura 9.4.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por Entidad Federativa



Figura 9.4.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



En el rubro de compensación, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio del PAMRNT 2023 – 2037 constituyen un total de 1,088.3 MVAR de compensación de potencia reactiva fija en derivación (capacitores y reactores), de los cuales provendrán de los estados de Coahuila, Chihuahua, Colima, Durango, Jalisco y Chiapas. En la Figura 9.4.5 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Coahuila se identificó la necesidad de integrar 559.0 MVAR los cuales derivan de los proyectos “P23-NT1 Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV” e “I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte”. Además, este último, es el proyecto que integra la totalidad de recursos de potencia reactiva en el estado de Chihuahua.

En cuanto a los estados de Colima y Jalisco se tiene identificado el proyecto “P23-OC1

Compensación Reactiva en la red de 400 kV Gerencia Occidental” el cual agrega 200 y 67 MVAR en cada uno de los respectivos estados.

El estado de Durango ampliará su capacidad de potencia reactiva derivado del proyecto “P23-NT2 Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV”.

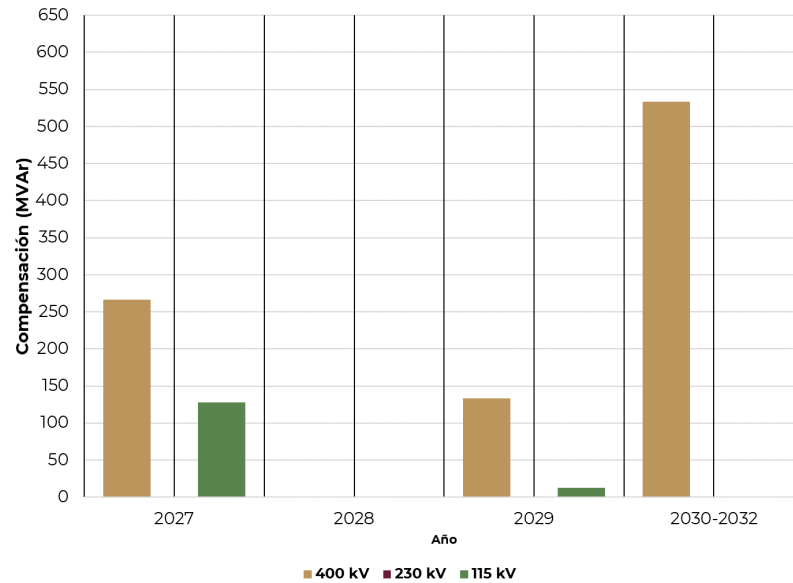
Por último, el estado de Chiapas integrará 12.5 MVAR derivado del proyecto “P23-ORI Suministro de energía en Tabasco”.

En la Figura 9.4.6 se muestran las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En el año 2027 se integran 394.2 MVAR en los niveles de 400 y 115 kV. Además, en 2029 se tiene identificado la incorporación de 145.8 MVAR en 400 kV y 115 kV y por último entre 2030-2032 se integrarán 533.3 MVAR en 400 kV.

Figura 9.4.5. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) identificados por Entidad Federativa



Figura 9.4.6. Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



Fichas de Información de Proyecto⁶³

Gerencia de Control Regional Oriental

P23-OR1 Suministro de energía eléctrica en Tabasco

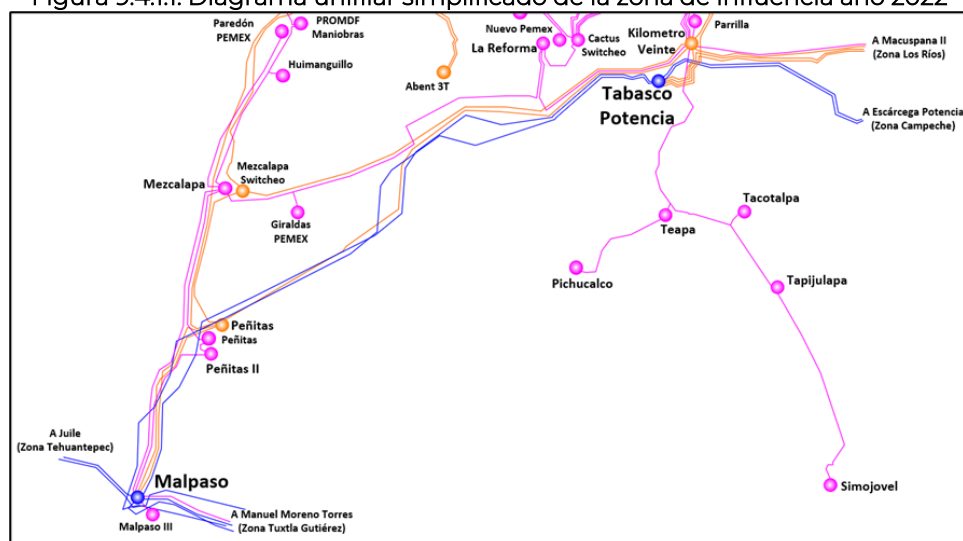
Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en las Zonas de Carga Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos, se realiza a través de los autotransformadores de la SE Malpaso II AT2, Tabasco Potencia AT1 y AT2, cada uno de 375 MVA de capacidad y una relación de transformación 400/230 kV. Adicionalmente se encuentra el transformador Malpaso Dos T7, con 50 MVA de capacidad y relación de transformación 400/115 kV.

Cabe mencionar que el suministro a través de los autotransformadores Tabasco Potencia AT1 y AT2, es principalmente alimentado por las LT Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia y Malpaso Dos - A3U90 - Tabasco Potencia. Por lo tanto, la salida de servicio de cualquiera de estas LT provoca reducción de flujo de potencia a través de los autotransformadores Tabasco AT1 y AT2 y a su vez incrementará el flujo en los transformadores de la SE Malpaso y Malpaso II.

En la Figura 9.4.1.1 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 subestaciones eléctricas Malpaso y Tabasco Potencia que es donde se ubican los transformadores de potencia instalados en 400 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica al estado de Tabasco.

Figura 9.4.1.1. Diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia año 2022



⁶³ La Figuras de esta sección **No** describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

También, hay que mencionar que el transformador Malpaso T7 ha alcanzado valores de carga del 110 % de su capacidad nominal, durante 21 horas en el año móvil del 1 de septiembre del 2021 al 31 de agosto de 2022. Esto a pesar de contar con un Disparo Automático de Línea que sirve para reducir el nivel de carga de dicho transformador mediante la desconexión de la LT Malpaso Dos – 73930 – Mezcalapa. Este esquema estuvo activo durante 1,523 de las 8,760 horas del periodo antes citado, con esta acción se debilita la Confiabilidad de la red en la ZC Chontalpa al mantener operando la Red Eléctrica con una LT fuera de servicio.

Por otro lado, en la Red Eléctrica de transmisión de 230 kV y 115 kV, de la zona de influencia, se encuentran Centrales Eléctricas que aportan al suministro de energía eléctrica localmente en la región donde se interconectan. Sin embargo, la salida de cualquiera de sus unidades (por falla o por mantenimiento) provoca incremento de flujo a través de los transformadores de la SE Malpaso y Malpaso II.

Al cierre del 2022, la demanda total máxima coincidente, alcanzada en las Zonas de Carga Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos fue de 1,122 MW, considerando una TMCA del 2.3 % obtenida de la Demanda Máxima Coincidente de Gerencia del PDS 2023-2037 publicado por CENACE. Con lo anterior la demanda pronosticada para el 2029 será de 1,324 MW.

La contingencia sencilla más severa en la zona de influencia es la salida de la LT Malpaso II – A3U90 – Tabasco Potencia, con lo cual el límite para soportar el disparo de dicha LT, es de 1150 MW en la compuerta Grijalva-Tabasco. Cabe mencionar que la restricción se determina por la saturación del transformador Malpaso T7 en línea con lo estipulado en los criterios de planeación

ante condiciones N-1, establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del CdR.

Una vez que se rebasa este límite, se activa un EAR que posiciona carga en las Zonas de Carga Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos, quedando preparado el EAR para la desconexión de carga en caso de la eventual contingencia.

Considerando datos históricos de transmisión en la compuerta Grijalva - Tabasco, para el año 2022, se superó el límite por 968 horas (11 % del año) y alcanzó un flujo máximo instantáneo de hasta 1,674 MW.

Debido al nivel de demanda y la condición topológica de la red de transmisión, ante cualquier salida de las LT Manuel Moreno Torres – A3U80 – Tabasco o Malpaso II – A3U90 – Tabasco Potencia, así como de las unidades generadoras en la red de 230 o 115 kV, se compromete la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el estado de Tabasco.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de las Zonas de Carga Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 30 km y un conductor por fase de calibre 795

- kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la SE Pichualco en la actual LT Reforma – 73R10 – Mezcalapa **(1)**
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la SE Teapa Tabasco con la actual LT Kilometro Veinte – 73460 – Tacotalpa **(2)**

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Malpaso para sustituir el actual transformador Malpaso T7 **(3)**

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Simojovel. **(4)**

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Teapa Tabasco para la normalización de las LT Kilometro Veinte – 73460 – Teapa Tabasco y Teapa Tabasco – 73460 – Tacotalpa **(5)**
- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Pichualco para las nuevas LT Mezcalapa – 73OR0 – Pichualco, Reforma – 73OR0 – Pichualco y Teapa Tabasco – 73190 – Pichualco **(6)**
- Un alimentador en 115 kV en la SE Simojovel para la conexión del banco de capacitores de 7.5 MVAR. **(7)**
- Cambio de Transformador de Corriente en LT Malpaso – 73930

– Mezcalapa (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de 131 MVA **(8)**

- Cambio de Transformador de Corriente en LT Peñitas Dos 73P00 Peñitas (lado Peñitas) para alcanzar un límite operativo de 131 MVA **(9)**

Alternativa 2

Transmisión:

- LT de un circuito, con una longitud estimada de 38.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar la trayectoria Peñitas Dos Switcheo – 73OR0 – Pichualco. **(1)**
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la SE Teapa Tabasco en la actual LT Kilometro Veinte – 73460 – Tacotalpa **(2)**

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Malpaso para sustituir el actual transformador Malpaso T7 **(3)**

Compensación:

- Un banco de capacitores de 12.5 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Tapijulapa. **(4)**

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Teapa Tabasco para la

- normalización de las LT
Kilometro Veinte – 73460 – Teapa
Tabasco y Teapa Tabasco – 73460
– Tacotalpa (5)
 - Dos alimentadores en 115 kV en la
SE Pichucalco, uno para la nueva
LT Peñitas Switcheo – 73OR0 –
Pichucalco y otro para la LT
Teapa Tabasco – 73190 –
Pichucalco (6)
 - Construcción de una nueva SE
denominada Peñitas Dos
Switcheo.
 - Tres alimentadores en 115 kV, dos
para la conexión con el
entronque con la LT Malpaso –
73910 – Peñitas Dos y uno para la
nueva LT de la SE de Maniobras –
73OR0 – Pichucalco (7)
 - Un alimentador en 115 kV en la SE
Tapijulapa para la conexión del
banco de capacitores de 12.5
MVar. (8)
 - Cambio de Transformador de
Corriente en LT Malpaso 73930
- Mezcalapa (ambos extremos)
para alcanzar un límite operativo
de 131 MVA (9)
 - Cambio de Transformador de
Corriente en LT Peñitas Dos –
73P00 – Peñitas (lado Peñitas)
para alcanzar un límite operativo
de 131 MVA (10)
- Las fechas de entrada en operación
necesaria y factible del proyecto son:
- Fecha necesaria de entrada en
operación: diciembre de 2029.
 - Fecha factible de entrada en
operación: diciembre de 2029.
- En las Figuras 9.4.1.2 y 9.4.1.3 se muestra un
diagrama unifilar simplificado con cada
Alternativa planteada. En trazo punteado se
indican las obras de cada una de ellas.

Figura 2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

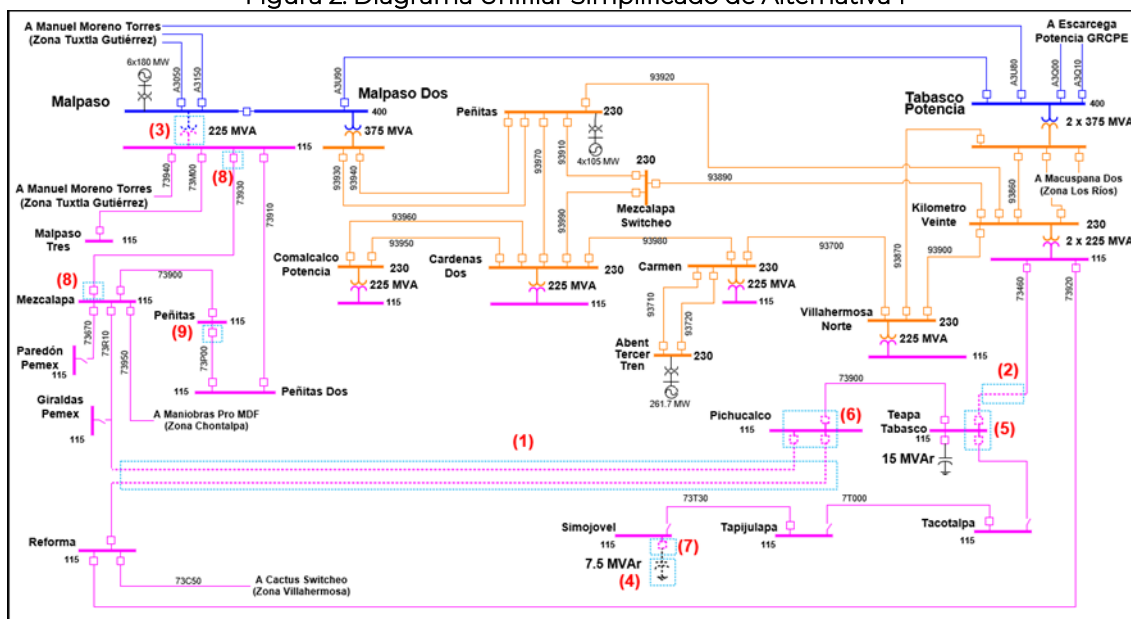
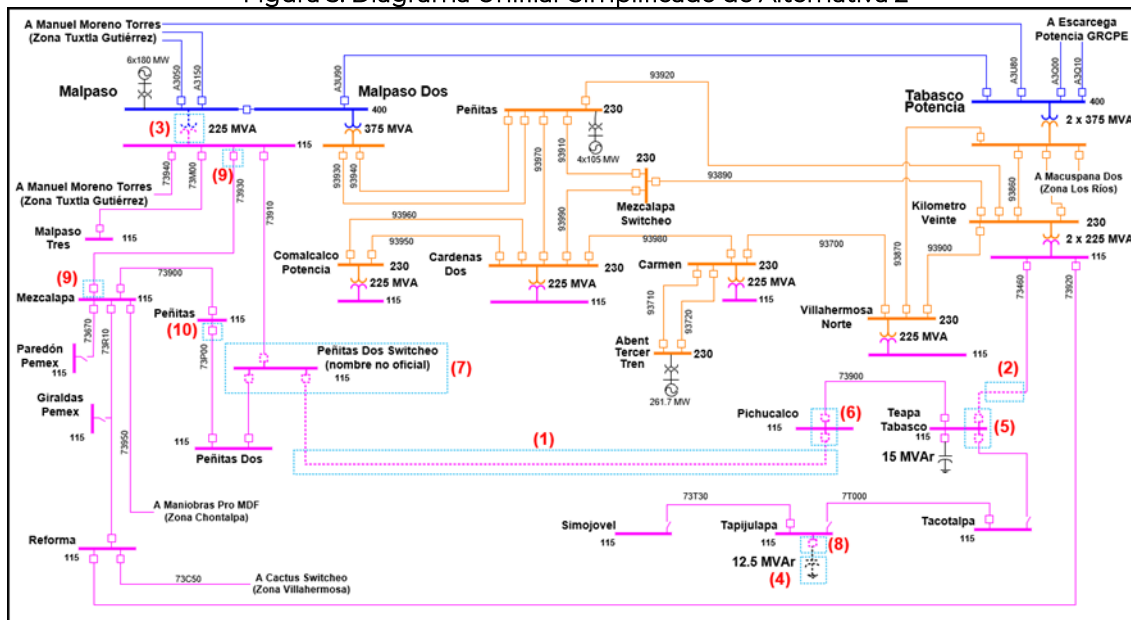


Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2


Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **683.67 millones de pesos de 2022** (33.188 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por

dólar). Esta Alternativa consta de un autotransformador de 225 MVA con relación 400/115 kV, un equipo de compensación reactiva de 7.5 MVA en 115 kV y la construcción de 61.5 km-c de Línea de Transmisión en 115 kV Los Cuadros 9.4.1.1 al 9.4.1.4 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.1.1. Obras de transmisión de la Alternativa 9.4.1.1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pichucalco entronque Reforma – Mezcalapa (73R10)	115	2	60.0	dic-29	dic-29
Teapa Tabasco entronque Kilometro Veinte – Tacotalpa (73R46)	115	1	1.5	dic-29	dic-29
Total			61.5		

Cuadro 9.4.1.2. Obras de transformación de la Alternativa 9.4.1.1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Malpaso	4	T	75.0	400/115	dic-29	dic-29
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.1.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Simojovel MVar	Capacitor	115	7.5	abr-29	abr-29
Total			7.5		

Cuadro 9.4.1.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Teapa Tabasco	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Pichucalco	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Simojovel	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Malpaso	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Mezcalapa	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Peñitas	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **741.453 millones de pesos de 2022** (36.00 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un autotransformador de 225 MVA con relación 400/115 kV, una Subestación de Maniobras,

un equipo de compensación reactiva de 12.5 MVar en 115 kV y la construcción de 40 km-c de Línea de Transmisión en 115 kV. Los Cuadros 9.4.1.5 al 9.4.1.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.1.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Peñitas Dos Switcheo - Pichucalco	115	1	38.5	abr-29	abr-29
Teapa Tabasco entronque Kilometro Veinte – Tacotalpa (73460)	115	1	1.5	abr-29	abr-29
Total			40.0		

Cuadro 9.4.1.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Malpaso	4	T	75.0	400/115	abr-29	abr-29
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.1.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tapijulapa MVAR	Capacitor	115	12.5	abr-29	abr-29
Total			12.5		

Cuadro 9.4.1.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Teapa Tabasco	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Pichucalco	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Peñitas Dos Switcheo	Alimentador ampliación	3	115	abr-29	abr-29
Simojovel	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Malpaso	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Mezcalapa	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Peñitas	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Total					

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.1.9 y 9.4.1.10 se presentan los resultados de la evaluación económica

con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 9.4.1.11 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.1.9. 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	-2.0	76.2	65.2	139.3	31.0	108.3

Millones de pesos en VP 2026

Cuadro 9.4.2.10. 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	-2.3	84.2	70.8	152.6	33.7	119.0

Millones de pesos en VP 2026

Cuadro 9.4.1.11. 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 I ² R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	683.6	741.5

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 las zonas de carga del estado de Tabasco.

Gerencia de Control Regional Occidental

P23-OC1 Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental

Diagnóstico operativo.

En el ámbito de la GCROC las zonas Manzanillo, Colima y Zapotlán pueden llegar a experimentar niveles de tensión elevados, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante la ocurrencia de contingencias, con la posibilidad de presentarse violaciones si no se toman acciones correctivas, que, a su vez, ponen en riesgo la Confiabilidad y la Continuidad del suministro eléctrico para el Estado de Colima.

La CE Manuel Álvarez Moreno tiene instalados dos ciclos combinados conformados por una unidad de vapor y tres unidades de gas cada uno (718 MW), además, de cuatro unidades térmicas

convencionales (2x270 MW y 2x310 MW) que en total suman 2,596 MW y se interconecta a la SE Manzanillo en un nivel de tensión de 400 kV. A la SE Manzanillo se conectan Líneas de Transmisión en 400 y 230 kV que evacúan la energía eléctrica generada. Las Líneas de Transmisión en 400 kV conectan la SE Manzanillo con las SE Acatlán, Atequiza y Tapeixtles, mientras que las Líneas de Transmisión en 230 kV conforman el corredor Manzanillo - Acatlán.

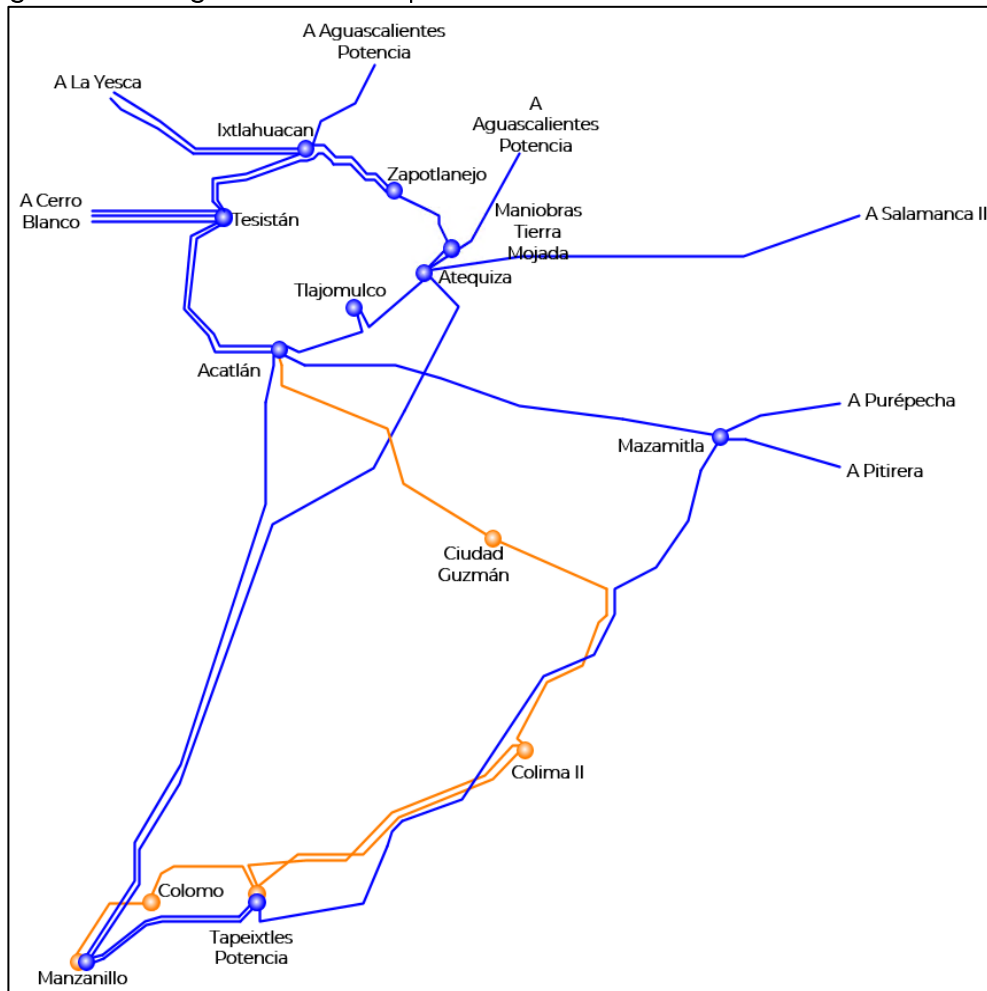
A consecuencia de la longitud, las Líneas de Transmisión que convergen a la SE Manzanillo tanto en 400 kV como en 230 kV aportan potencia reactiva en bajas demandas o en condiciones de baja generación, lo que provoca que en las zonas Manzanillo y Colima se presente la elevación de los perfiles de tensión y se agudice la problemática al no contar con generación en la CE Manuel Álvarez Moreno. Dicha condición pone a la Red Eléctrica en situaciones de riesgo cuando se presenta el disparo de unidades de generación o la restricción de gas natural para generación, sin que se tengan medios de compensación suficientes en la zona. Además, debido a que para la regulación de tensión en las zonas Colima y Manzanillo es indispensable la generación en la CE Manuel Álvarez Moreno, dicha central se suele declarar Central en asignación fuera de mérito por Confiabilidad, al ser solicitada para controlar la tensión de la zona y para mantener la Confiabilidad y seguridad en la RNT, lo que implica costos extras cuando no se requiere para la generación de energía eléctrica.

De manera similar en la SE Mazamitla convergen Líneas de Transmisión largas en 400 kV lo que provoca que también se presenten perfiles de tensión elevados a raíz de la aportación de reactivos, principalmente cuando manejan niveles bajos de potencia, sin embargo, actualmente en este nodo solo se cuenta con un reactor de 75 MVAR que no es suficiente para la regulación de tensión y se vuelve necesaria la aplicación de una Estrategia Operativa a fin de evitar

violaciones por alta tensión. A la fecha, en dicho nodo se aplica como Estrategia Operativa la apertura de la LT Mazamitla – A3110 – Pitirera.

En las Figuras 9.4.2.1 y 9.4.2.2 se muestran las principales Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica del área de influencia y el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica con la topología esperada para el año 2027.

Figura 9.4.2.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona de influencia



Debido a la necesidad de compensación de reactivos en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV de las zonas Manzanillo, Colima y Zapotlán, ante la indisponibilidad de generación en la CE Manuel Álvarez

Moreno, es necesario considerar un proyecto de compensación para regular tensión en dichas zonas.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y esperadas, ante la pérdida de generación en la CE Manuel Álvarez Moreno o ante la indisponibilidad de generación de emergencia o programada, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de 400 kV de los Estados de Colima y Jalisco mejorando la Confiabilidad y seguridad en la operación al evitar la segregación de Red Eléctrica y posibles pérdidas de carga ante la ocurrencia de contingencias, las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un reactor a bus de 75 MVAR compuesto por cuatro unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (se incluye fase de reserva) para instalarse en la SE Manzanillo.
- Un reactor a bus de 75 MVAR compuesto por cuatro unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (se incluye fase de reserva) para instalarse en la SE Manzanillo.

reserva) para instalarse en la SE Tapeixtles.

- Un reactor a bus de 50 MVAR compuesto por cuatro unidades monofásicas de 16.66 MVAR cada una (se incluye fase de reserva) para instalarse en la SE Mazamitla.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV encapsulado en SF₆ en la SE Manzanillo para la conexión del reactor de 75 MVAR.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Tapeixtles para la conexión del reactor de 75 MVAR.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Mazamitla para la conexión del reactor de 50 MVAR.

Condiciones Operativas:

- Para la conexión/desconexión de los reactores que sean instalados en las subestaciones Manzanillo, Tapeixtles y Mazamitla considerar los equipos necesarios para su switcheo de manera segura y controlada evitando transitorios por maniobra.

Figura 9.4.2.2. Diagrama unifilar de la Red Eléctrica de la zona de influencia

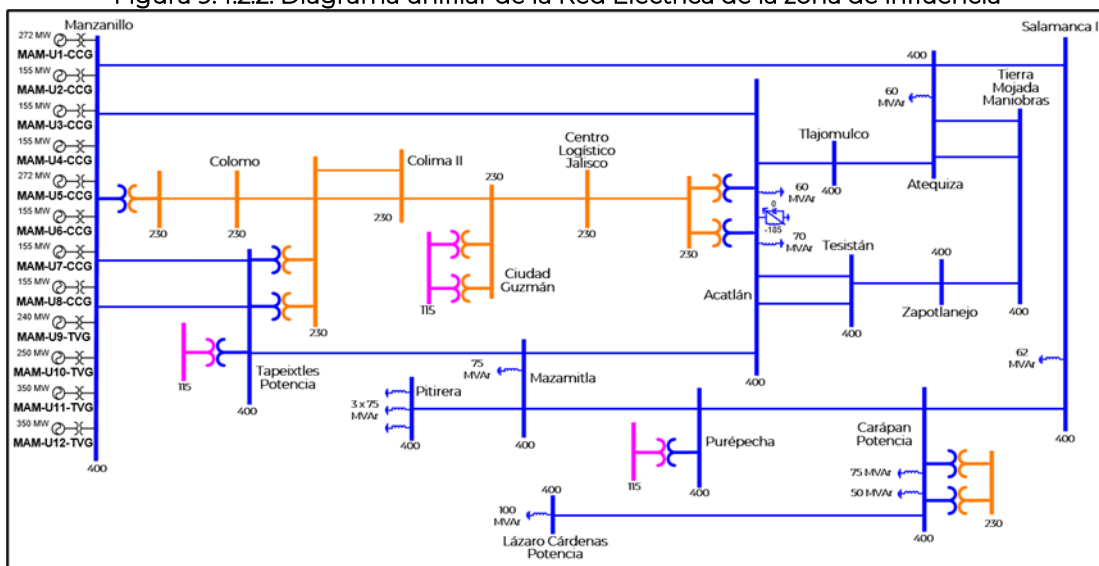
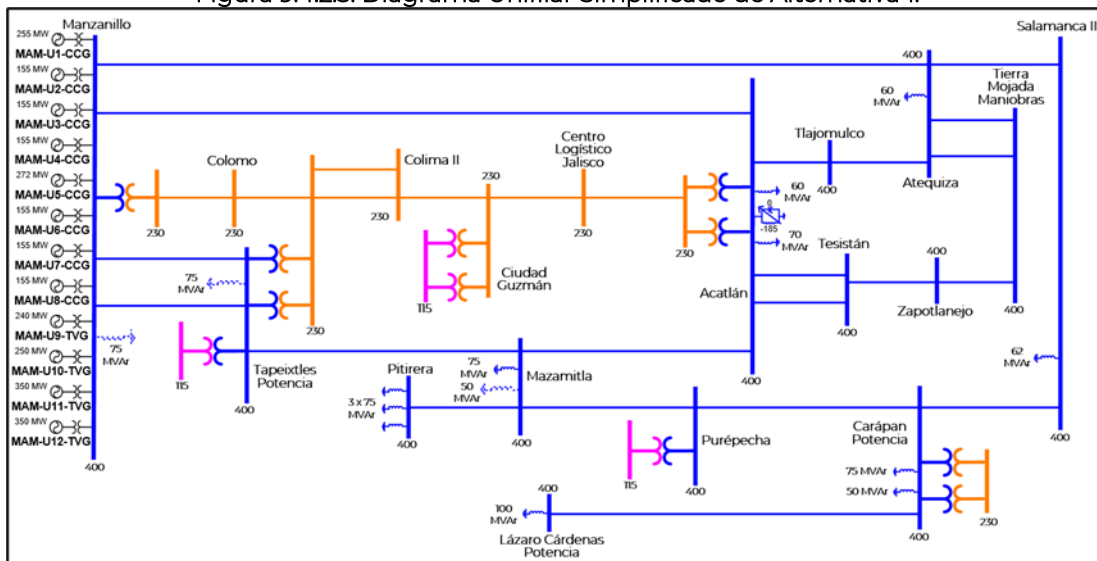


Figura 9.4.2.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1.


Alternativa 2

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +200/-200 MVar en 400 kV para instalarse en la SE Tapeixtles.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Tapeixtles para la conexión del STATCOM.7

Condiciones Operativas:

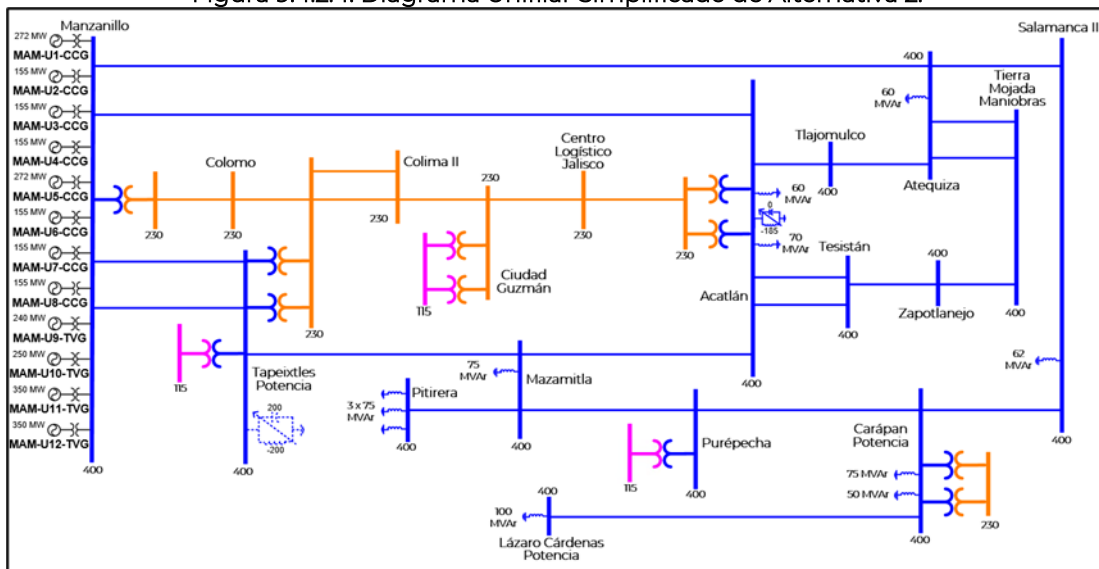
- Hay que considerar que para el control de flujo de potencia reactiva entre unidades de la CE Manuel Álvarez Moreno y el STATCOM propuesto para la

SE Tapeixtles, es necesario habilitar el Compensador de Potencia Reactiva de unidades, con el objetivo de coordinar el flujo de reactivos en la central eléctrica y en el nuevo STATCOM.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las Figuras 9.4.2.3 y 9.4.2.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. Remarcando en línea punteada las obras de cada Alternativa.

Figura 9.4.2.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2.


Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **750.80 millones de pesos de 2022** (36.45 millones de dólares considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de 200 MVAR de compensación reactiva inductiva

dividida en tres equipos (2x75 MVAR y 50 MVAR), además de tres alimentadores en 400 kV para la conexión de los reactores mencionados.

Los Cuadros 9.4.2.1 y 9.4.2.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.2.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Manzanillo /1	Reactor	400	100	abr-27	abr-27
Tapeixtles /1	Reactor	400	100	abr-27	abr-27
Mazamitla /2	Reactor	400	66.66	abr-27	abr-27
Total			266.66		

/1 Incluye fase de reserva 1x25 MVAR.

/2 Incluye fase de reserva 1x16.66 MVAR

Cuadro 9.4.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Manzanillo SF ⁶	Alimentador Ampliación	1	400	abr-27	abr-27
Tapeixtles	Alimentador Ampliación	1	400	abr-27	abr-27
Mazamitla	Alimentador Ampliación	1	400	abr-27	abr-27
Total		3			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **743.65 millones de pesos de 2022** (36.10 millones de dólares considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un equipo de compensación dinámica de

+200/-200 MVAR y un alimentador en 400 kV para instalarse en la SE Tapeixtles.

Los Cuadros 9.4.2.3 y 9.4.2.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.2.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tapeixtles	STATCOM	400	200(Ind.)/200(Cap.)	abr-27	abr-27
Total			400.0		

Cuadro 9.4.2.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tapeixtles	Alimentador Ampliación	1	400	abr-27	abr-27
Total		1			

Indicadores técnicos y económicos.

Según las condiciones operativas en los escenarios de demanda media y mínima actuales y futuras en la región de impacto de la propuesta, se observa que la incorporación de compensación reactiva inductiva en derivación se permite un control de tensión.

En la Figura 9.4.2.5 se muestran las condiciones operativas esperadas en el invierno del 2027 a las 04 horas (demandas mínimas) despachado al mínimo y con asignación del Paquete 1 y las unidades 9 a 12, puede observarse que los perfiles de tensión se mantienen dentro de niveles adecuados sin presentarse violaciones, a su vez en la Figura 9.4.2.6 se observa el escenario anterior sin tener en servicio las unidades térmicas 9 a 12 detonando

violaciones de tensión desde 400 kV hasta 115 kV.

En la Figura 9.4.2.7 se muestra el escenario anterior, considerando fuera de servicio las unidades 9 a 12 y en servicio los reactores de Manzanillo, Tapeixtles y Mazamitla (200 MVar) de la Alternativa 1, puede observarse que los perfiles de tensión se mantienen dentro de niveles adecuados. En la Figura 9.4.2.8 se muestra el mismo escenario, pero considerando la Alternativa 2 (STATCOM en Tapeixtles) que al igual que con la Alternativa 1 se observa que los perfiles de tensión se mantienen en niveles adecuados. Cabe destacar que tanto la Alternativa 1 como la Alternativa 2 evita la sincronización de unidades térmicas para mantener la Confiabilidad en la Red Eléctrica (regulación de tensión) y además se evita la apertura de Líneas de Transmisión como Estrategia Operativa para mantener la Confiabilidad y seguridad en la RNT.

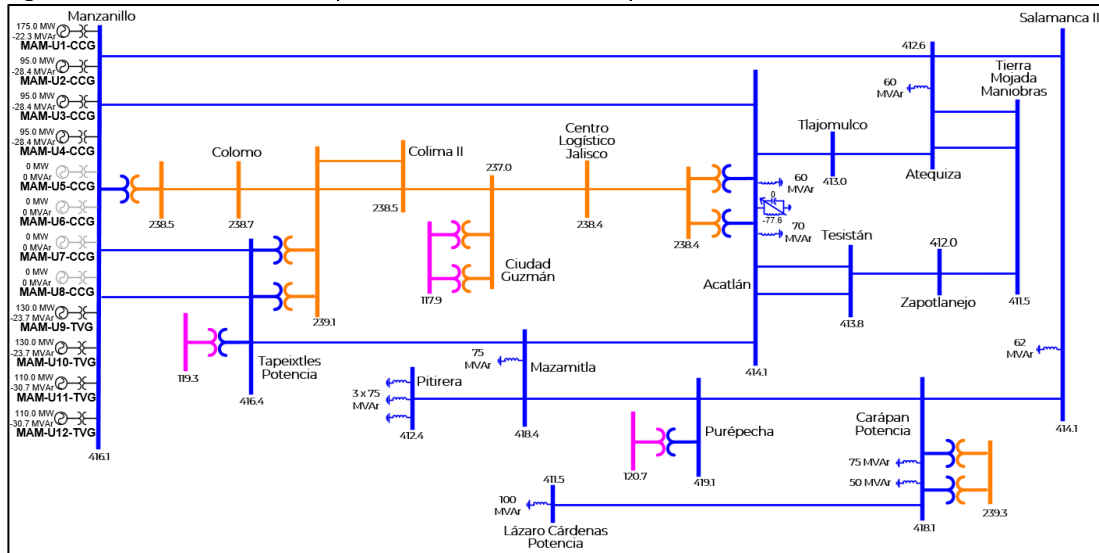
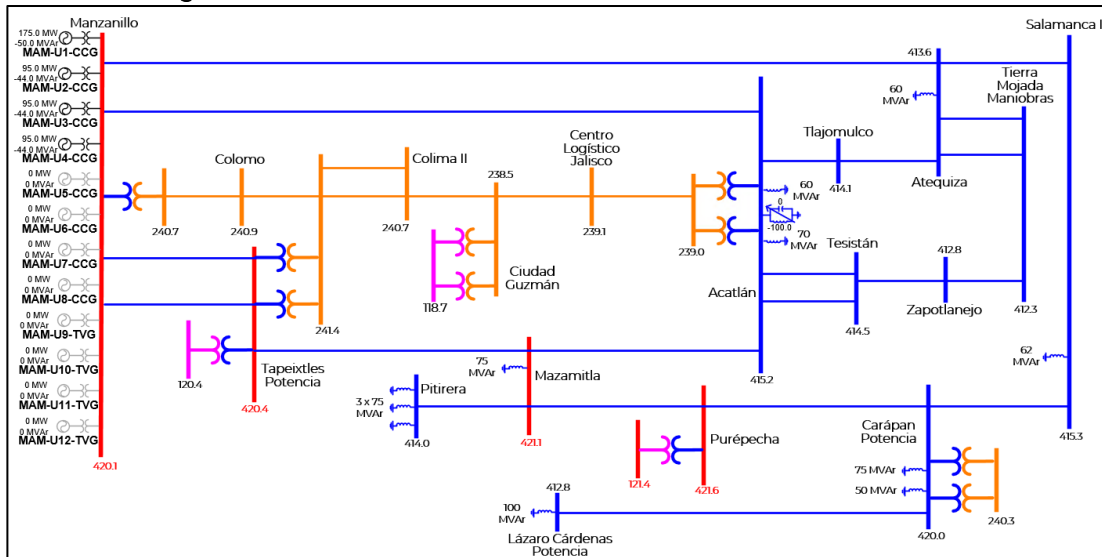
Figura 9.4.2.5. Condiciones operativas del escenario 1 previstas en el área de influencia en 2027

Figura 9.4.2.6. Condiciones operativas del escenario 1 previstas en el área de influencia en 2027 sin generación en unidades térmicas de CE Manuel Álvarez Moreno


Figura 9.4.2.7. Condiciones operativas del escenario 1 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 1)

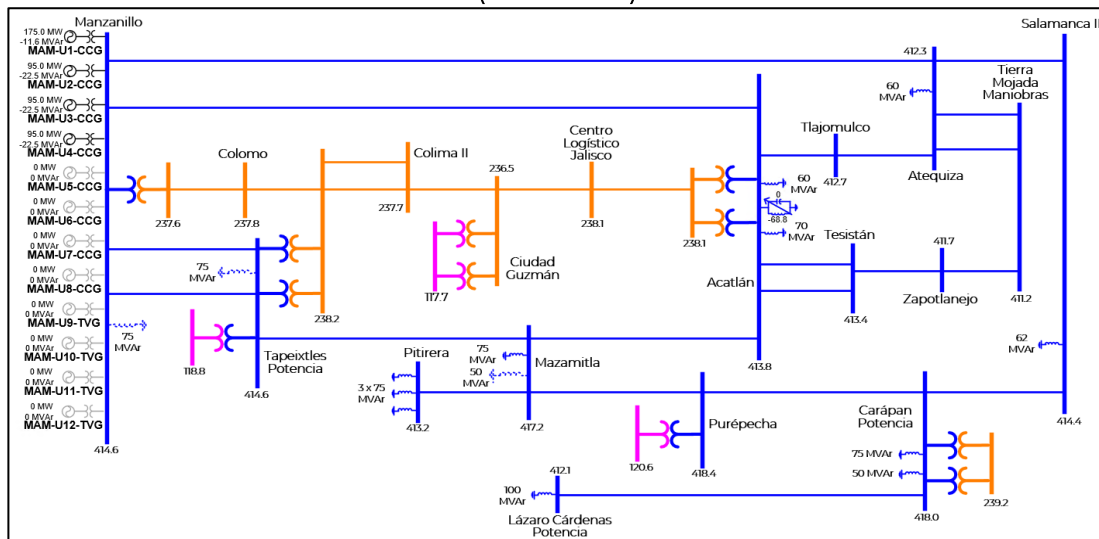
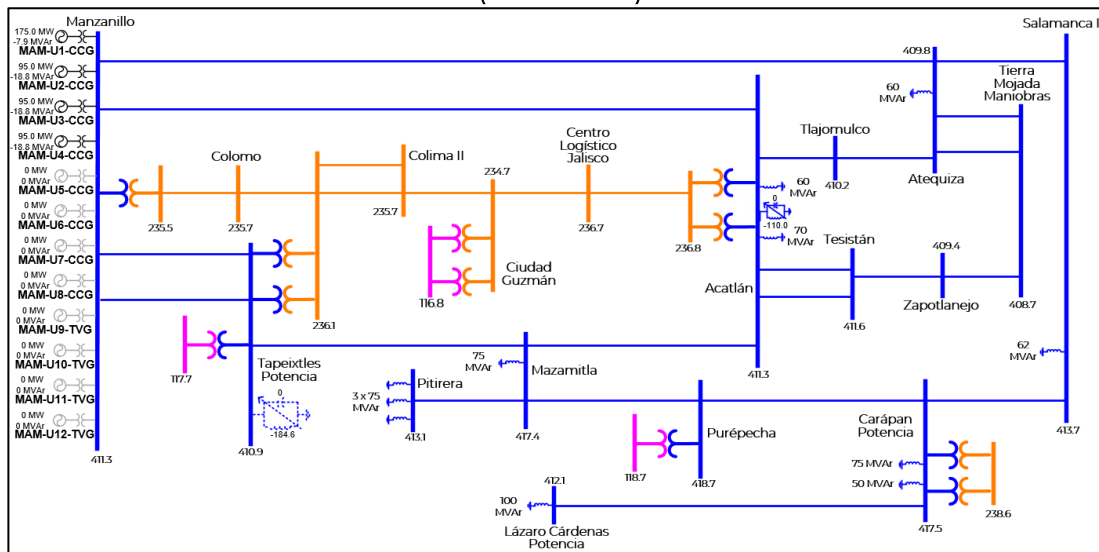


Figura 9.4.2.8. Condiciones operativas del escenario 1 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 2)



En la Figura 9.4.2.9 se muestran las condiciones operativas esperadas en el invierno del 2027 a las 04 horas (demandas mínimas) despachando al 95 % el Paquete 1 con ~710 MW (o el Paquete 2), puede observarse que los perfiles de tensión se mantienen dentro de valores adecuados sin presentarse violaciones. En la Figura 9.4.2.10 se presenta el escenario anterior considerando la contingencia (n-1) de una unidad de gas (~155 MW), lo que provoca la

saturación por absorción de reactivos de las unidades que se mantienen en servicio y el aumento en los perfiles de tensión en la zona que a su vez podría desencadenar en posibles complicaciones para la operación, considerando la Alternativa 1 se evita la saturación de las unidades en servicio y se mantienen los perfiles de tensión en niveles adecuados. En la Figura 9.4.2.11 se considera el escenario mencionado para la Figura 9.4.2.9 pero considerando la Alternativa 2

para ayudar a regular tensión en las zonas Manzanillo y Colima dando como resultado tener perfiles de tensión seguros. En

escenarios similares a este, se evita la apertura de Líneas de Transmisión para la regulación de tensión.

Figura 9.4.2.9. Condiciones operativas del escenario 2 previstas en el área de influencia en 2027

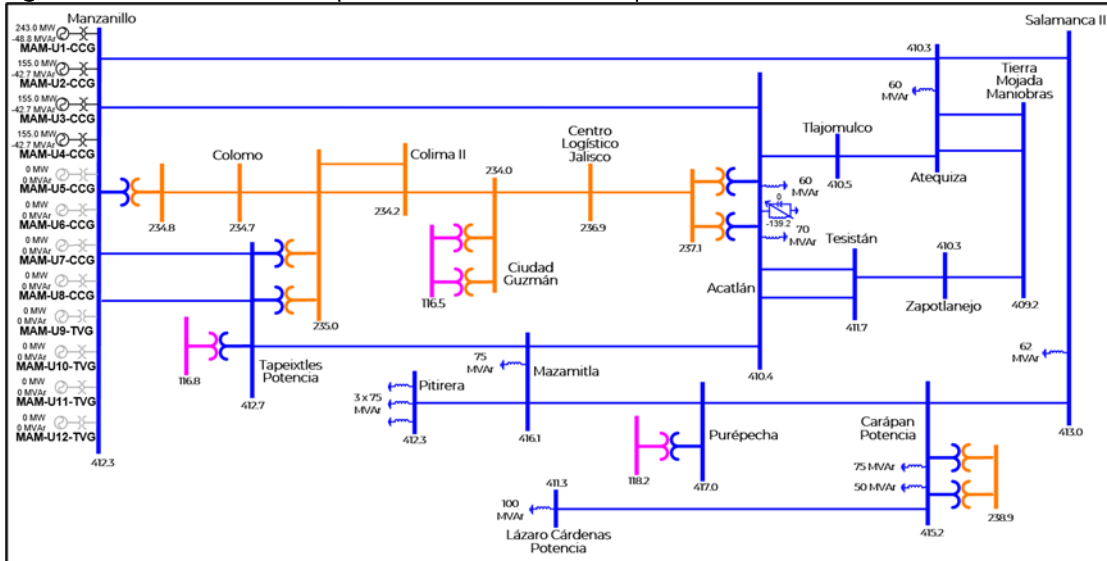


Figura 9.4.2.10. Condiciones operativas del escenario 2 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 1)

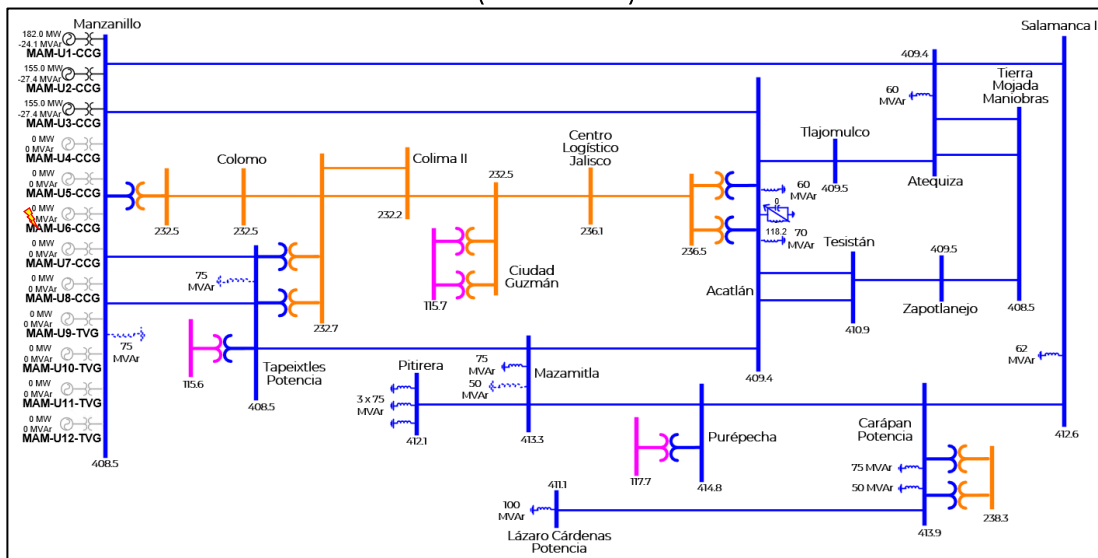
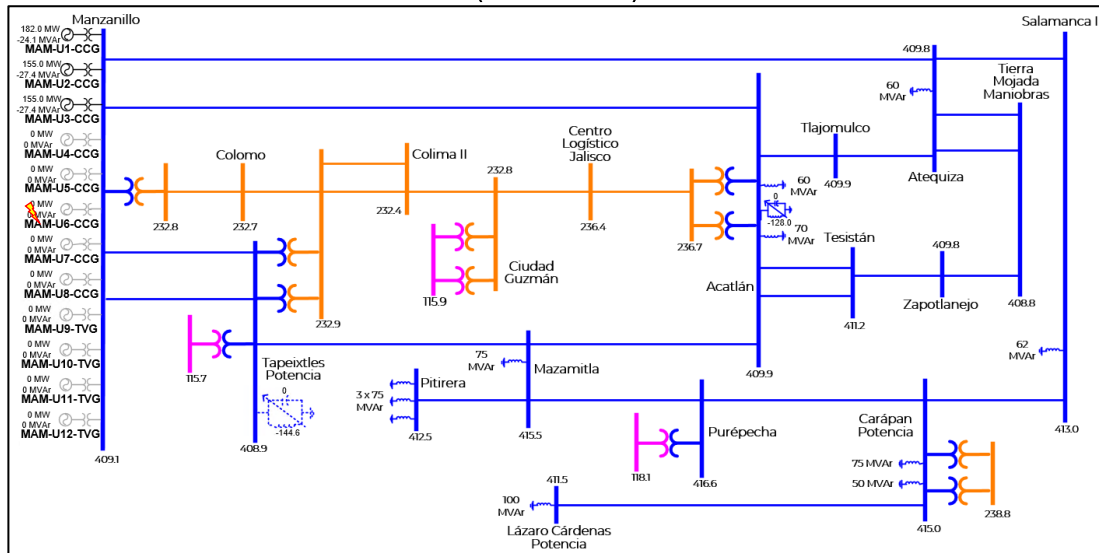


Figura 9.4.2.11. Condiciones operativas del escenario 2 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 2)



Por último, se considera un escenario con el Paquete 1 y Paquete 2 de la CE Manuel Álvarez Moreno (~1310 MW) para un verano a las 23 horas del 2027 en el que si bien la desconexión de todas las unidades de Central Eléctrica implica una contingencia múltiple pudiera llegar a presentarse a causa de falla al interior de la Central Eléctrica, sismos, huracanes o restricción de gas natural programada o no programada, evento que se presentó el 19 de septiembre de 2022, con la situación atípica del sismo sucedido en las costas de Michoacán.

En la Figura 9.4.2.12 se muestra la Red Eléctrica de la zona de influencia en la que se están regulando de manera adecuada los perfiles de tensión, a su vez en la Figura 9.4.2.13 se observan los perfiles de tensión resultantes en la zona de influencia ante la

salida de todas las unidades de la CE Manuel Álvarez Moreno presentándose violaciones de tensión en las subestaciones Manzanillo y Tapesitles.

En la Figura 9.4.2.14 se observa el mismo escenario considerando la salida del paquete 1 y paquete 2 de la CE Manuel Álvarez Moreno funcionando los equipos de la Alternativa 1 y manteniendo los perfiles de tensión en niveles adecuados.

En la Figura 9.4.2.15 se considera el escenario anterior con los equipos de la Alternativa 2 en servicio manteniendo también los perfiles de tensión en niveles adecuados y con ambas Alternativas evitando la apertura de LT para mantener la Confiabilidad y seguridad en la RNT.

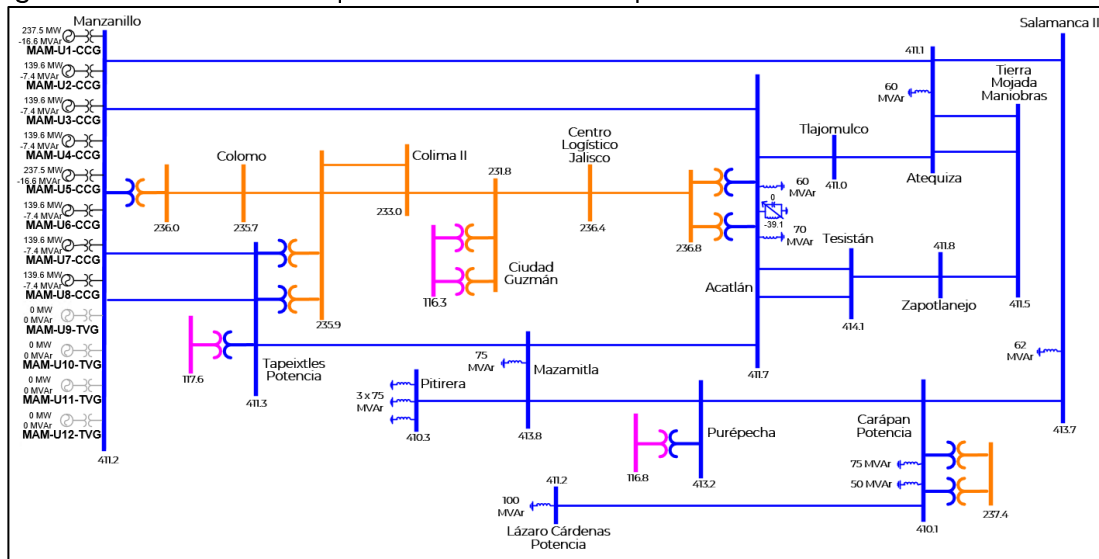
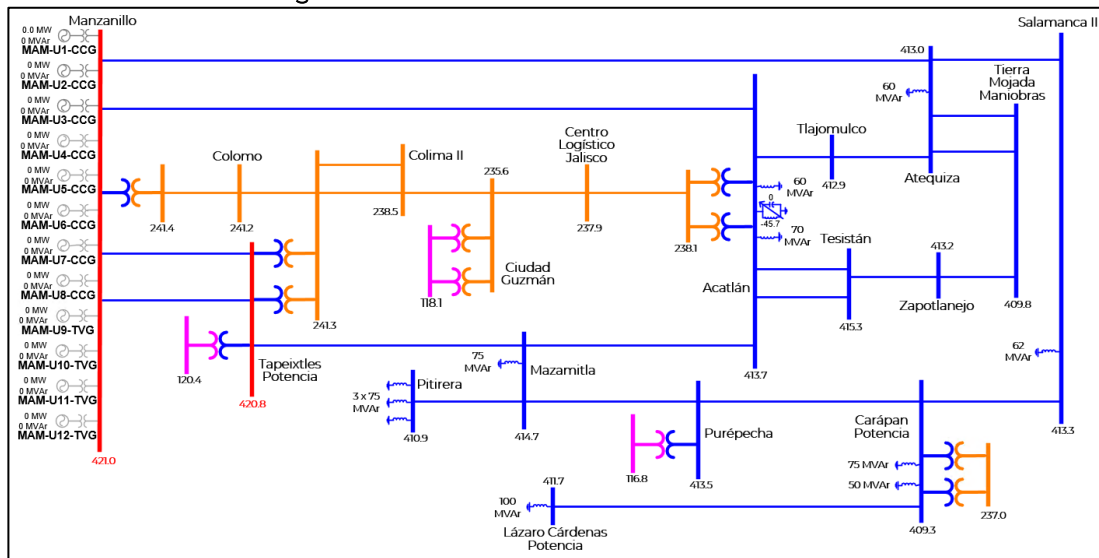
Figura 9.4.2.12. Condiciones operativas del escenario 3 previstas en el área de influencia en 2027

Figura 9.4.2.13. Condiciones operativas del escenario 3 previstas en el área de influencia en 2027 sin generación en la CE Manuel Álvarez Moreno


Figura 9.4.2.14. Condiciones operativas del escenario 3 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 1)

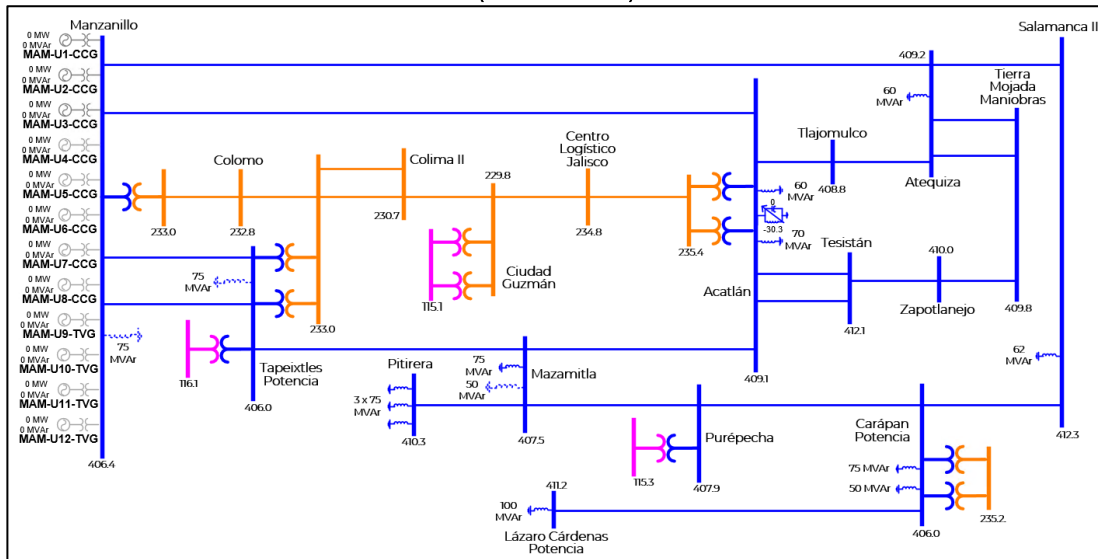
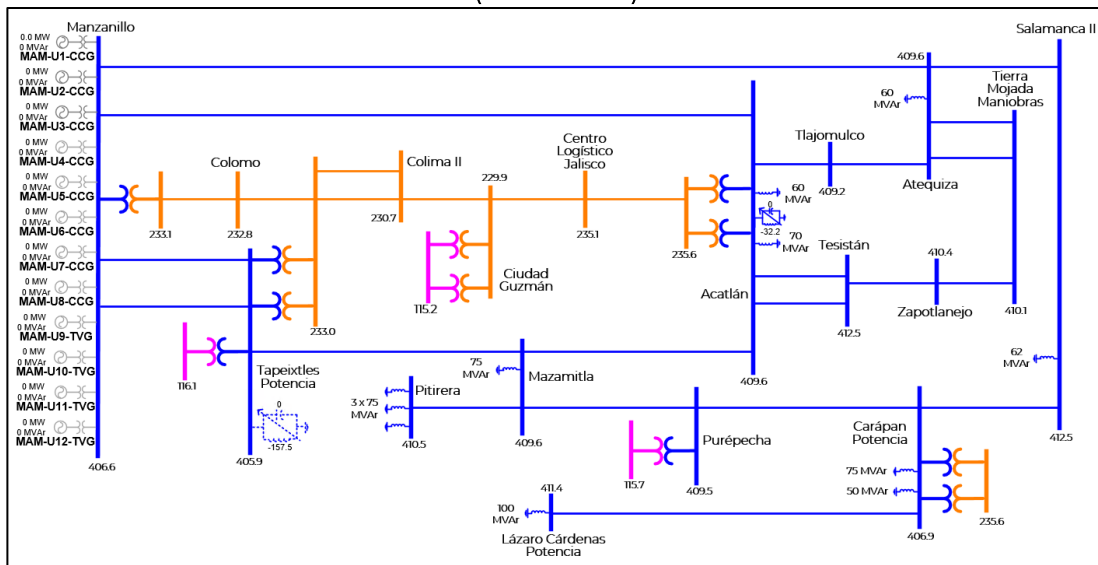


Figura 9.4.2.15. Condiciones operativas del escenario 3 previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 2)



En los Cuadros 9.4.2.5 y 9.4.2.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por modelo económico determinístico, en donde se consideraron los ahorros por generación, al evitar 3 de las 4 unidades térmicas convencionales y tener operando una a su mínima potencia.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la Alternativa 2 presenta un beneficio-costo ligeramente mayor a la Alternativa 1, sin embargo, se considera como mejor opción a la **Alternativa 1** al considerar que los equipos estarían distribuidos y eso ayudaría operativamente para dar mantenimientos y evitar la pérdida de un bloque de compensación completo ante contingencia.

Cuadro 9.4.2.5. Evaluación económica para Alternativa 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
4.9	60.5	0.00	65.4	33.1	32.3	1.98

Millones de pesos en VP 2025

Cuadro 9.4.2.6. Evaluación económica para Alternativa 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
4.9	60.5	0.00	65.4	32.7	32.7	2.00

Millones de pesos en VP 2025

El Cuadro 9.4.2.7 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.2.7. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la Calidad de la tensión	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	750.80	743.65

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 para mantener la Confiabilidad y seguridad en las zonas Manzanillo, Colima y Zapotlán.

eléctrica por medio de los Autotransformadores de 230/115 kV de las SE Colomo (2x100 MVA) y Colima II (2x100 MVA), además del banco de transformación 400/115 KV de la SE Tapeixtles Potencia (375 MVA).

P23-OC2 Incremento en la Transformación de la Zona Colima

Diagnóstico operativo.

Los municipios de Manzanillo, Armería, Tecomán, Comala, Villa de Álvarez, Cuauhtémoc, Ixtlahuacán, Coquimatlán y Minatitlán ubicados en el Estado de Colima, destacados principalmente por sus actividades portuarias, turísticas, y comerciales, son suministrados de energía

Cuenta con un enlace en 115 KV hacia la zona de Costa por medio de la LT Tecomates – Autlán (73050), la cual se opera normalmente abierta debido a que, ante contingencia de Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica de 115 KV, se presentan bajos voltajes en la zona, sin embargo se espera para el año 2030 la ejecución del proyecto “P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa” el cual contempla la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Tuxcacuesco, con la

cual podrá operarse normalmente cerrado el enlace mencionado.

En la Figura 9.4.3.1 y 9.4.3.2 se muestra de manera geográfica las principales subestaciones de la Red Eléctrica del área de influencia y el diagrama unifilar de la Red Eléctrica esperada para el año 2028.

Debido al crecimiento de la demanda que ha tenido la zona Colima y Manzanillo en los últimos años, en escenarios de alta demanda existen problemáticas de sobrecarga en elementos de

transformación y transmisión ante contingencia, principalmente ante la salida del transformador de 400/115 kV de la SE Tapeixtles Potencia (contingencia más severa de la zona), ante la cual, se presentan flujos de carga superiores al 129 % de la capacidad nominal en los Autotransformadores de 230/115 kV de la SE Colomo, así mismo, ante la pérdida de un Autotransformador de 230/115 en la SE Colima II, se presenta un flujo superior al 120 % en el banco de transformación paralelo, por otra parte, también se tiene problema de sobrecarga en la LT Colomo – Tapeixtles (73230) ante contingencia de la LT paralela (73220).

Figura 9.4.3.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de las zonas Colima y Manzanillo.

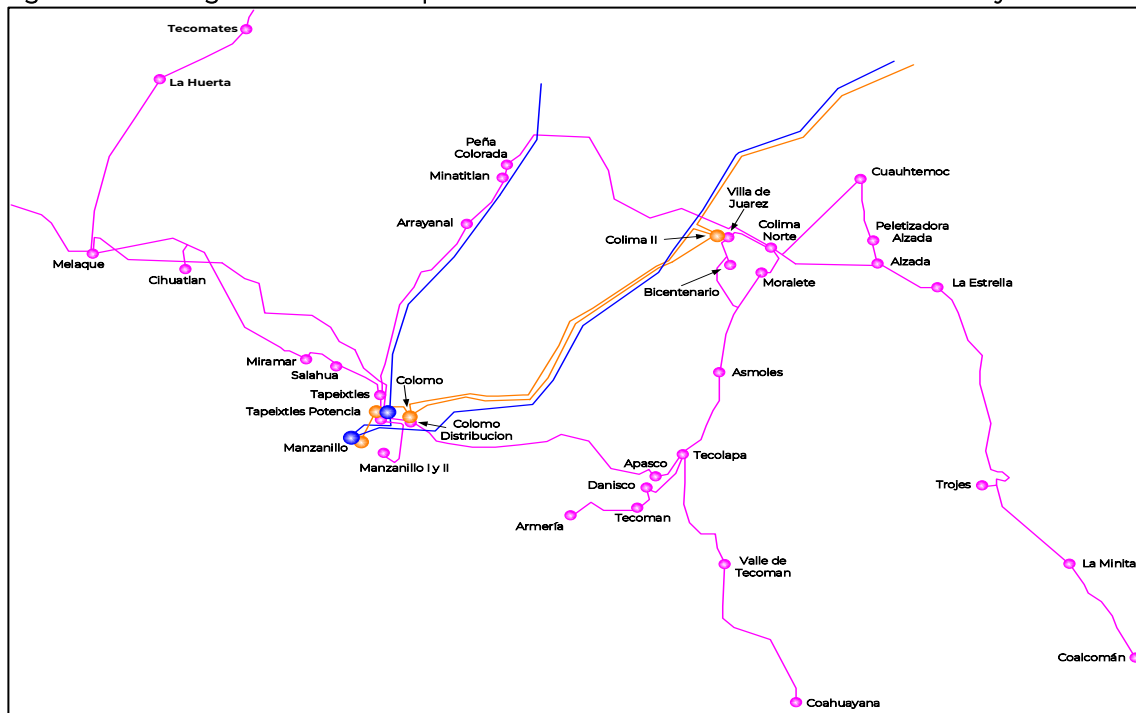
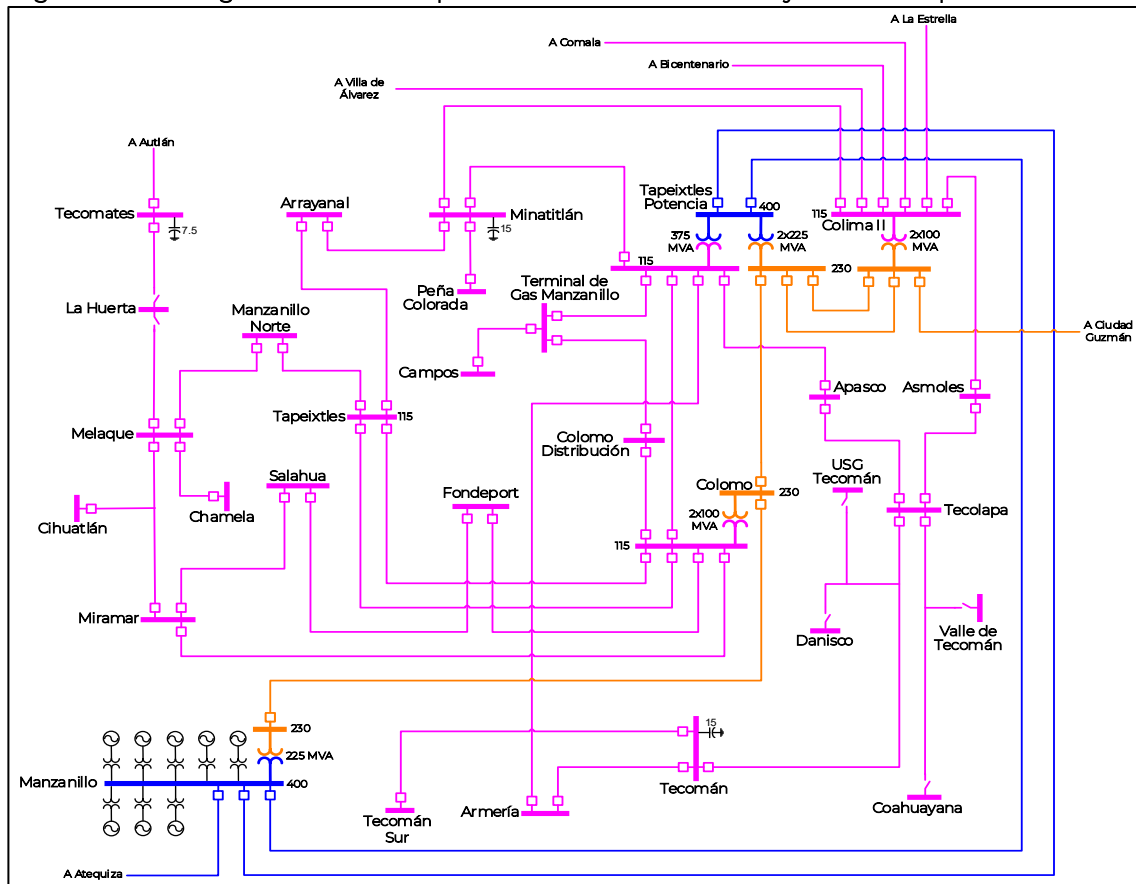


Figura 9.4.3.2. Diagrama unifilar simplificado de las zonas Colima y Manzanillo para el año 2028.



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales ante contingencia del banco de transformación de 400/115 kV y 375 MVA de capacidad en la SE Tapeixtles Potencia, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica del área de influencia y atender el crecimiento de la demanda en el Estado de Colima, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

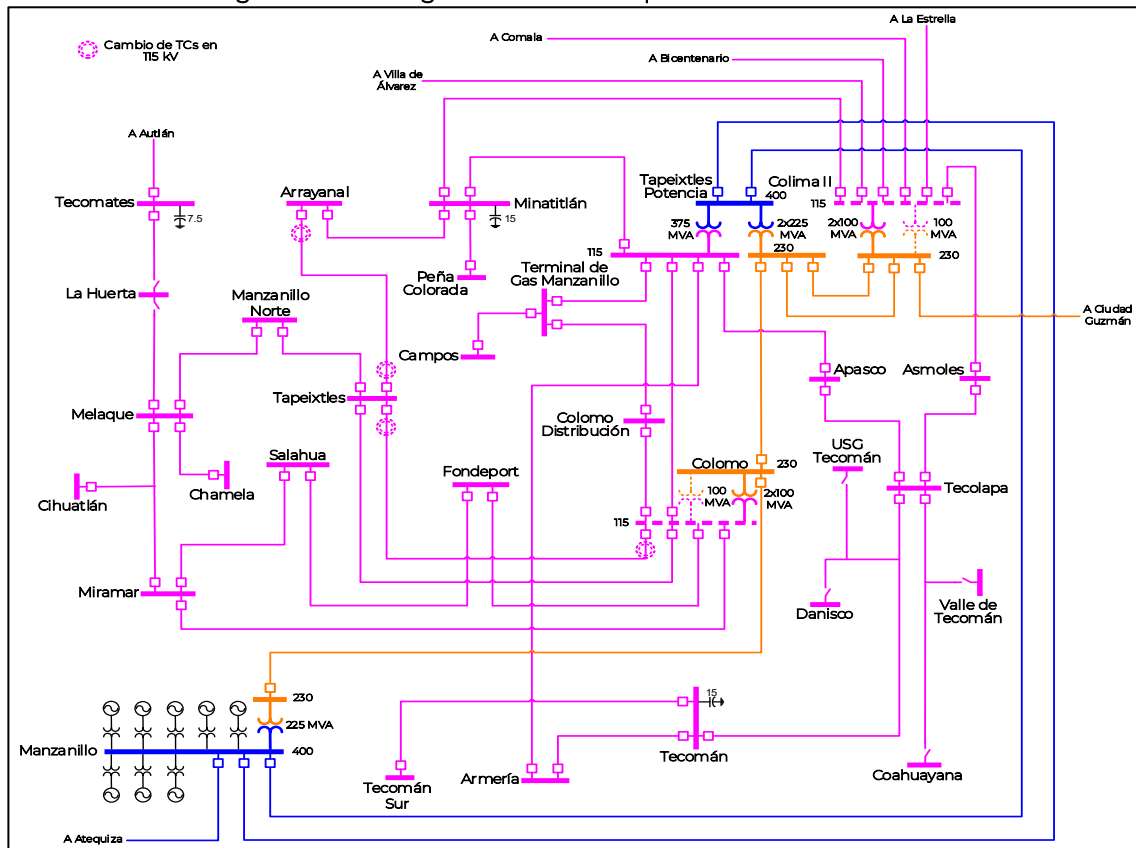
- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Coloma.
- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Colima II.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de Transformadores de Corriente (TC) en 115 kV en ambos extremos de la LT Coloma – 73230 – Tapeixtles con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Tapeixtles – 73C40 – Arrayanal con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Coloma para soportar al menos la

- capacidad de transformación instalada, y en caso de ser necesario, considerar conductor de alta temperatura.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Colima II para soportar al menos la capacidad de transformación instalada, y en caso de ser necesario, considerar conductor de alta temperatura.
- Sustitución de un interruptor en 115 kV en la SE Colomo por uno de capacidad interruptiva de 40 kA.
- Sustitución de dos interruptores en 115 kV en la SE Colomo Distribución por una capacidad de corriente interruptiva de 40 kA.

Figura 9.4.3.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1.



Alternativa 2

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Tapeixtles Potencia.
- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Colima II.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Colomo – 73210 – Tapeixtles Potencia con una relación de transformación 1000/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 193 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Colomo – 73230 – Tapeixtles con una relación de transformación 800/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.

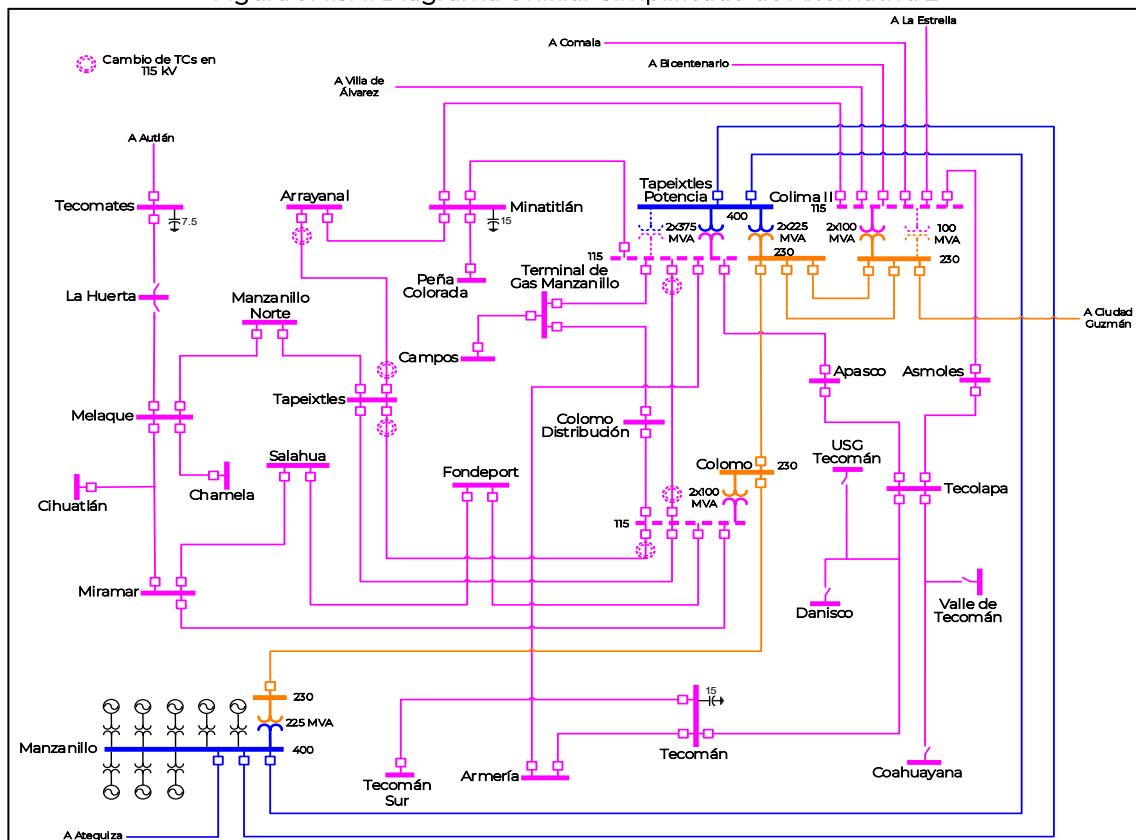
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Tapeixtles – 73C40 – Arrayanal con una relación de transformación 800/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
 - Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Colomo para que la LT Colomo – 73210 – Tapeixtles Potencia alcance una cargabilidad mínima de 193 MVA.
 - Recalibración de Barra de 115 kV en la SE Tapeixtles Potencia para soportar al menos la capacidad de transformación instalada, y en caso de ser necesario, considerar conductor de alta temperatura.
 - Recalibración de Barra de 115 kV en la SE Colima II para soportar al menos la capacidad de transformación instalada, y en caso de ser necesario, considerar conductor de alta temperatura.
- Sustitución de un interruptor en 115 kV en la SE Colomo por una capacidad de corriente interruptiva de 40 kA.
 - Sustitución de dos interruptores en 115 kV en la SE Colomo Distribución por una capacidad interruptiva de aguante de corta duración de 40 kA.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.3.3 y 9.4.3.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. Remarcando las obras de cada Alternativa.

Figura 9.4.3.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **224.9 millones de pesos de 2022** (10.92 millones de dólares considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 200 MVA de transformación, la recalibración de buses en 115 kV de las SE Colomo y Colima II,

el reemplazo de TC's en ambos extremos de las LT Colomo – Tapeixtles (73230) y Tapeixtles – Arrayanal (73C40), y 3 juegos de interruptores, incluidos en los costos.

Los Cuadros 9.4.3.1 y 9.4.3.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.3.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Colomo Banco 3	1	AT	100	230/115	abr-23	abr-28
Colima II Banco 3	1	AT	100	230/115	abr-23	abr-28
Total			200.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.3.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Colomo	Cambio de TC	1	115	abr-23	abr-28
Tapeixtles	Cambio de TC	2	115	abr-23	abr-28
Arrayanal	Cambio de TC	1	115	abr-23	abr-28
Colomo	Barra (recalibración)	1	115	abr-23	abr-28
Colima II	Barra (recalibración)	1	115	abr-23	abr-28
Colomo	Interruptor	1	115	abr-23	abr-28
Colomo Distribución	Interruptor	2	115	abr-23	abr-28
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **489.5 millones de pesos de 2022** (23.76 millones de dólares considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 600 MVA de transformación, recalibración de buses en 115 kV en las SE Colomo, Tapeixtles Potencia, y Colima II, el reemplazo de TC en ambos extremos de las LT Colomo –

Tapeixtles Potencia (73210), LT Colomo – Tapeixtles (73230), y LT Tapeixtles – Arrayanal (73C40), y 3 juegos de interruptores, incluidos en los costos.

Los Cuadros 9.4.3.3 y 9.4.3.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.3.3. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tapeixtles Potencia	1	T	500	400/115	abr-23	abr-28
Colima II Banco 3	1	AT	100	230/115	abr-23	abr-28
Total			600.0			

AT. Autotransformador

T. Transformador

Cuadro 9.4.3.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Colomo	Cambio de TC	2	115	abr-23	abr-28
Tapeixtles Potencia	Cambio de TC	1	115	abr-23	abr-28
Tapeixtles	Cambio de TC	2	115	abr-23	abr-28
Arrayanal	Cambio de TC	1	115	abr-23	abr-28
Colomo	Bus (recalibración)	1	115	abr-23	abr-28
Tapeixtles Potencia	Bus (recalibración)	1	115	abr-23	abr-28
Colima II	Bus (recalibración)	1	115	abr-23	abr-28
Colomo	Interruptor	1	115	abr-23	abr-28
Colomo Distribución	Interruptor	2	115	abr-23	abr-28
Total					

Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima del área de influencia pronosticada para el año 2028 es de 459.3 MW. En esta condición operativa, en Red Eléctrica completa, no se presentan problemáticas de sobrecarga, sin embargo, ante contingencia del banco de transformación de la SE Tapeixtles Potencia, se presentan sobrecargas en los bancos de transformación de la SE Colomo, y ante contingencia de banco de transformación en la SE Colima II se presenta sobrecarga del banco paralelo, con lo cual se limita la capacidad de suministro de energía eléctrica en la zona.

En la Figura 9.4.3.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2028 en la Red Eléctrica de Transmisión de 230 kV y 115 kV del área de influencia, considerando

la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto. Se puede observar que, en condición de Red Eléctrica completa no se tienen problemáticas de sobrecarga en los elementos de la Red Eléctrica. Sin embargo, ante contingencia del transformador T3 de la SE Tapeixtles Potencia, se presenta sobrecarga en los bancos de transformación 230/115 kV de la SE Colomo, superando el límite permitido de sobrecarga de un banco de transformación ante salida de un banco de transformación (120 %), por lo que se tendría que limitar la carga (Figura 9.4.3.6).

En las Figuras 9.4.3.7 a 9.4.3.10 se presentan las condiciones operativas con ambas Alternativas, en donde se observa que la contingencia más crítica para la Alternativa 1 es la falla del transformador T3 de la SE Tapeixtles Potencia, sin embargo, ante

dicha condición no se presentan problemáticas de sobrecarga en los elementos del área de influencia que violen los límites permisibles, donde los bancos de transformación de la SE Colomo tendrían un nivel de carga inferior al 97 % de su capacidad (límite permisible de 120 % ante contingencia de un banco de transformación). Para la Alternativa 2, ante la contingencia del transformador T3 de la SE Tapeixtles Potencia, el banco de transformación con mayor nivel de carga en el área de influencia es el banco paralelo propuesto en la SE Tapeixtles Potencia, con un nivel de carga inferior al 56 % de su capacidad nominal.

Adicionalmente, las Alternativas propuestas tienen una ventaja operativa importante debido a que presentan una mayor flexibilidad para la regulación de potencia reactiva en la zona, con lo cual se aumenta la Confiabilidad en el área de influencia, además de agregar flexibilidad para el mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas del área de influencia, permitiendo suministrar la demanda incluso ante contingencia de la Red Eléctrica asociada. Por otra parte, la Alternativa 1 representa un costo menor de inversión en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.4.3.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Sin Proyecto)

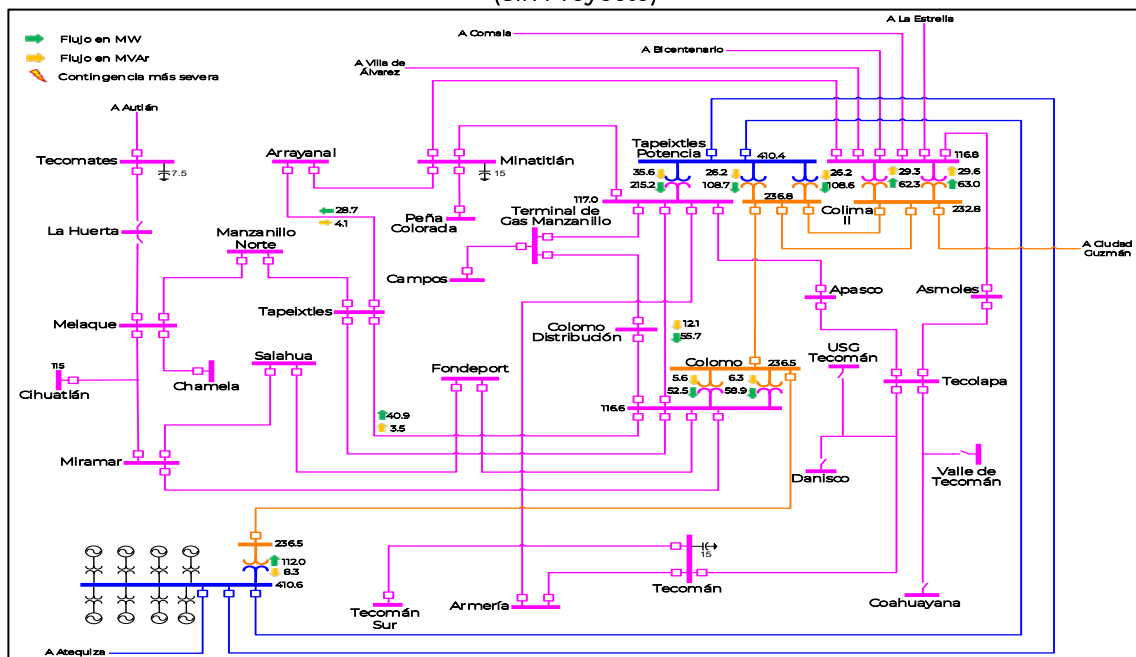


Figura 9.4.3.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Sin Proyecto)

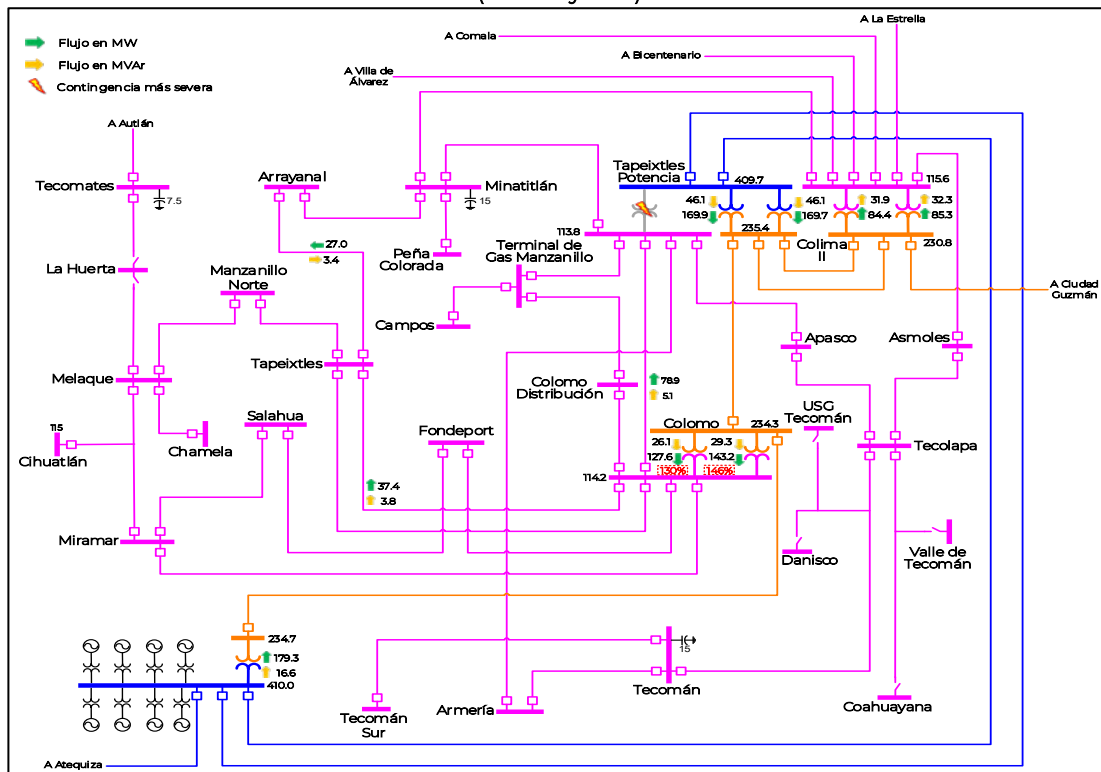


Figura 9.4.3.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Alternativa 1)

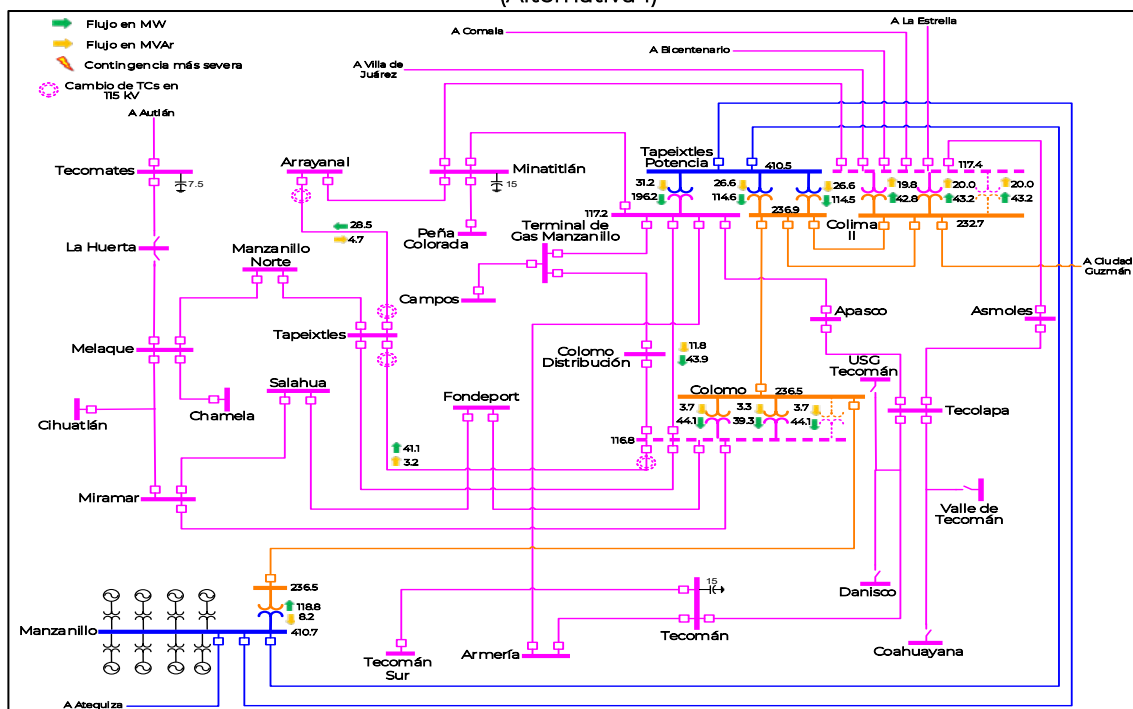


Figura 9.4.3.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Alternativa 1)

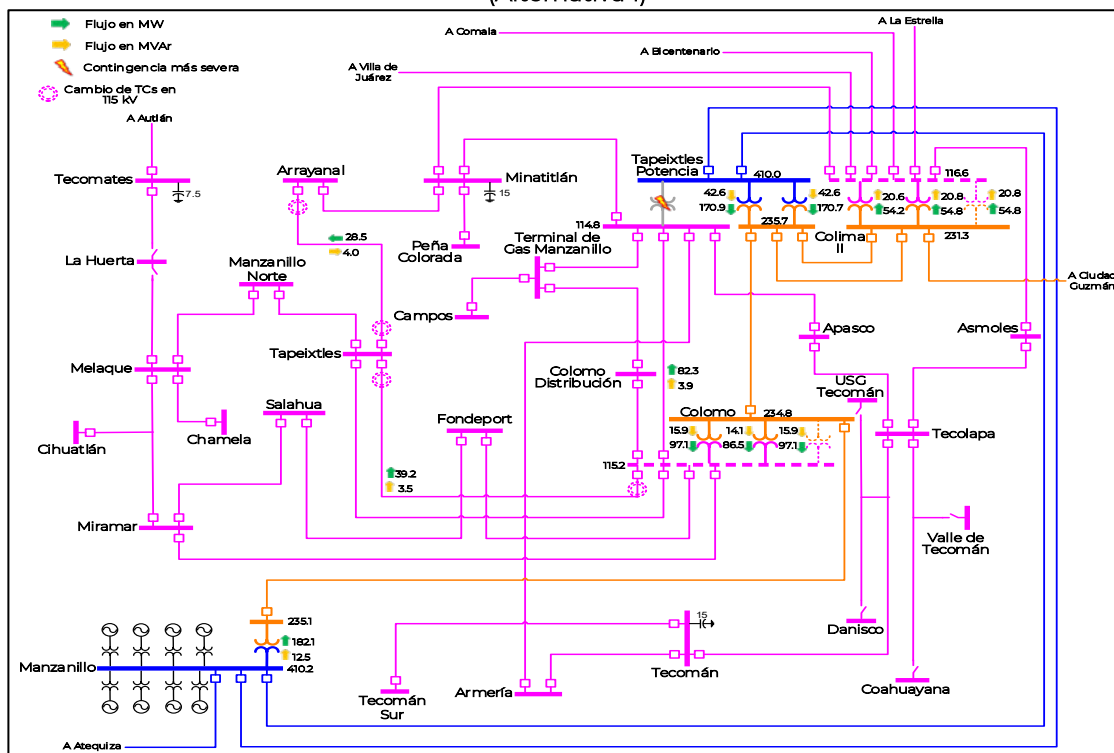


Figura 9.4.3.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Alternativa 2)

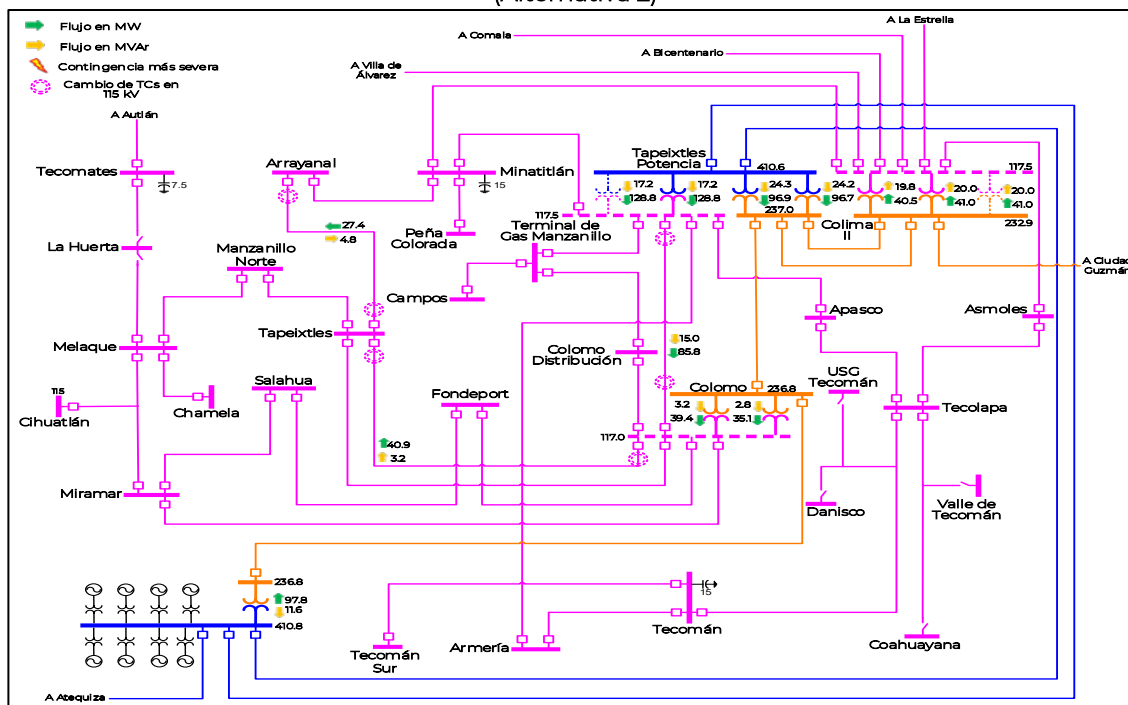
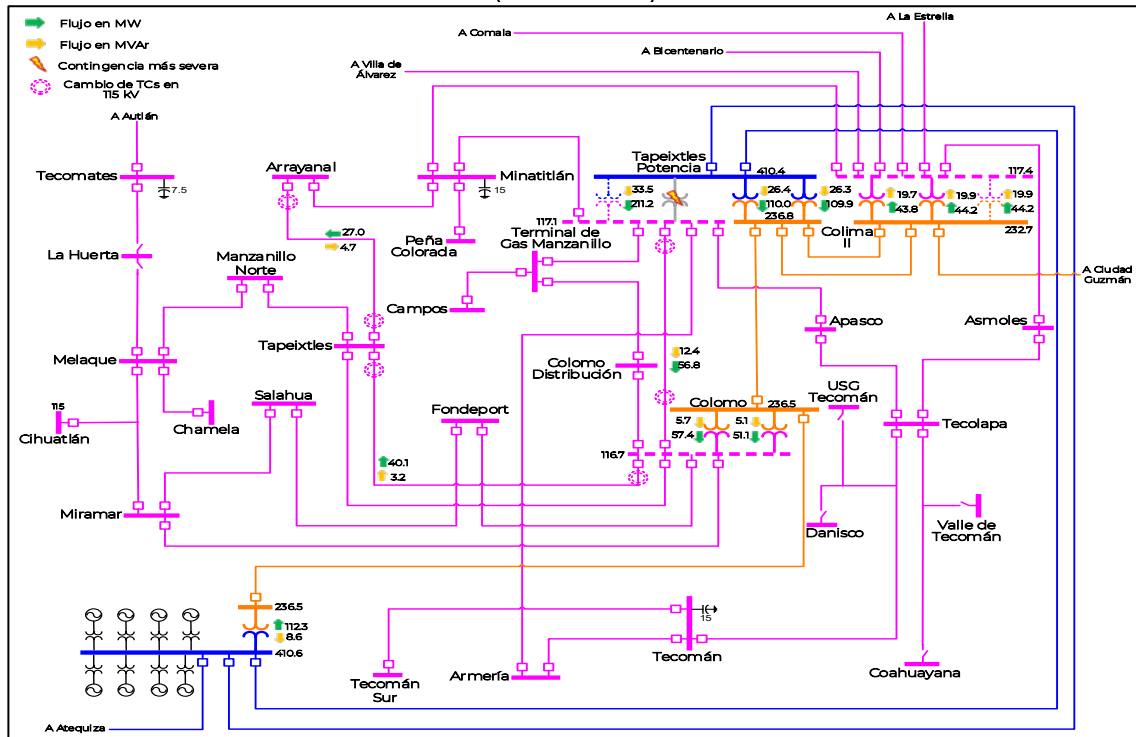


Figura 9.4.3.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2028 (Alternativa 2)



En los Cuadros 9.4.3.5 y 9.4.3.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por modelo probabilístico (Modelo México).

De acuerdo con los resultados obtenidos, la **Alternativa 1** presenta una relación beneficio/costo mayor.

Cuadro 9.4.3.5. Evaluación económica por modelo probabilístico para Alternativa 1

TIR	VPN ₂₀₂₆	Relación B/C
38.96 %	1,521.7	4.24

Cuadro 9.4.3.6. Evaluación económica por modelo probabilístico para Alternativa 2

TIR	VPN ₂₀₂₆	Relación B/C
24.20 %	1,523.6	2.49

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.3.7 presenta un resumen de las principales características de

Confiability de las dos Alternativas analizadas.

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 Colima.

Cuadro 9.4.3.7. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	224.9	489.5

Gerencia de Control Regional Noroeste

P23-NO1 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina - Mazatlán Norte

Diagnóstico operativo.

El municipio de Mazatlán, Sinaloa, forma parte de la Red Eléctrica de la Zona Mazatlán en el ámbito de la GCR Noroeste, y se abastece de energía eléctrica proveniente, principalmente, de las SE de Potencia Mazatlán Dos y El Habal, a través de los bancos de transformación instalados, en estas, en los niveles de tensión en 400 kV y 230 kV hacia la Red Eléctrica en 115 kV. La Ciudad de Mazatlán se localiza en la parte occidente del municipio de Mazatlán, es una zona que cuenta con cargas de tipo residencial, comercial y de índole turístico predominantemente.

El área de influencia del proyecto involucra la SE Marina en 115 kV y Subestaciones Eléctricas colindantes como son SE Venadillo y SE Mazatlán Norte.

La SE Marina tiene las siguientes interconexiones de Líneas de Transmisión: la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina en 115 kV, tiene una longitud de 2.5 km de tramo aéreo conductor 795 ACSR y 0.4 km de tramo subterráneo conductor 1000-XLP-AL a la llegada de la SE Marina y la LTCPS Mazatlán Norte – 73580 – Marina en 115 kV, tiene una longitud de 4.04 km de tramo aéreo conductor 795 ACSR y 0.4 km de tramo subterráneo conductor 1000-XLP-AL de igual manera a la llegada de la SE Marina.

Debido a que los elementos de transmisión a la llegada de la SE Marina en 115 kV tienen tramos subterráneos, la capacidad de transmisión de potencia se limita en el tramo subterráneo, en este caso la capacidad de transmisión es de 74 MVA por características del conductor subterráneo. Adicionalmente el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona Mazatlán conlleva a que la cargabilidad en las Líneas de Transmisión se incremente provocando sobrecargas en escenarios ante contingencias sencillas, siendo las contingencias críticas más severas: el disparo de la LT El Habal – 73510 – Mazatlán Norte y el disparo de la LT El Habal – 73520 – Venadillo, ambas en 115 kV. Ante la ocurrencia de contingencias de las Líneas de Transmisión descritas se presentan sobrecargas en las LTCPS que llegan a la SE

Marina en 115 kV con base en su Límite Operativo.

Por otro lado, el área de influencia cuenta con cuatro Líneas de Transmisión con restricciones por elementos serie: la LT El Habal – 73520 – Venadillo en SE Venadillo con TC de 600A/120MVA, la LT El Habal – 73510 – Mazatlán Norte en SE Mazatlán Norte por TC de 800A/159MVA, la LT Marina – 73540 – Venadillo en SE Venadillo por TC de 400A/80MVA y la LT Marina – 73580 – Mazatlán Norte en SE Mazatlán Norte por TC de 600A/120MVA estos elementos se sobrecargan y presentan problemáticas ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión por lo que se hace necesario sustituir los Transformadores de Corriente identificados.

Actualmente las problemáticas en elementos de transmisión se resuelven con la implementación de un EAR de corte de carga, previniendo con ello la sobrecarga y

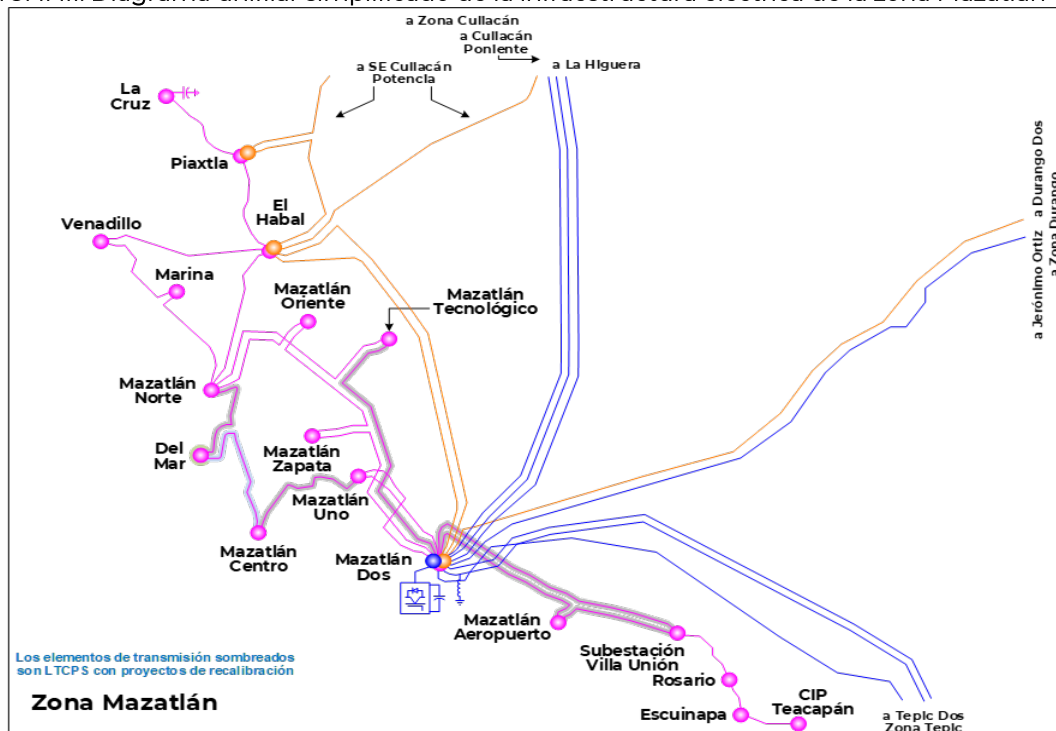
daño en las Líneas de Transmisión ante contingencia sencilla.

Se requiere de un proyecto que dé solución a la problemática de transmisión de potencia en los elementos de transmisión que salen de la SE Marina y que se encuentran limitados por tramos subterráneos y por elementos serie.

Con las Alternativas de infraestructura propuestas no se tendrían problemas de suministro de energía eléctrica en la zona Mazatlán, esto ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión, para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de influencia.

En la Figura 9.4.4.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la Zona Mazatlán en el ámbito de la GCR Noroeste en 2028.

Figura 9.4.4.1. Diagrama unifilar simplificado de la infraestructura eléctrica de la zona Mazatlán en 2028.



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2028, se han identificado dos Alternativas para para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda de la zona Mazatlán, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Hacer una obra nueva en forma aérea para eliminar el tramo subterráneo de la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina y la LTCPS Mazatlán Norte – 73580 – Marina, ambas en 115 kV. La parte subterránea es de 0.4 km, inicia en la llegada de la SE Marina a la transición de la Línea de Transmisión aérea, doble circuito, calibre del conductor 795 ACSR.

Alternativa 2

Transmisión:

- Recalibración de dos tramos subterráneos, de 0.4 km cada uno, en la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina y la LTCPS Mazatlán Norte – 73580 – Marina, ambas en 115 kV, a la llegada a la SE Marina. (con capacidad igual o mayor al calibre del conductor 795 ACSR aéreo)

Adicionalmente, para ambas Alternativas se considera la sustitución de elementos serie que limitan la transmisión de potencia en Líneas de Transmisión del área de influencia que presentan limitantes en su capacidad de transmisión.

- Cambio de TC en la SE Venadillo de LT El Habal – 73520 – Venadillo en 115 kV (1200A/5 como mínimo).
- Cambio de elementos serie y TC's en la SE Mazatlán Norte de en la LT El Habal – 73510 – Mazatlán Norte en 115 kV (1200A/5 como mínimo).
- Cambio de TC's en SE Venadillo de la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina en 115 kV (1200A/5 como mínimo).
- Cambio de TC's en SE Mazatlán Norte de la LTCPS Mazatlán Norte – 73580 – Marina en 115 kV (1200A/5 como mínimo).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.4.2 y 9.4.4.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2 analizadas.

Figura 9.4.4.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1.

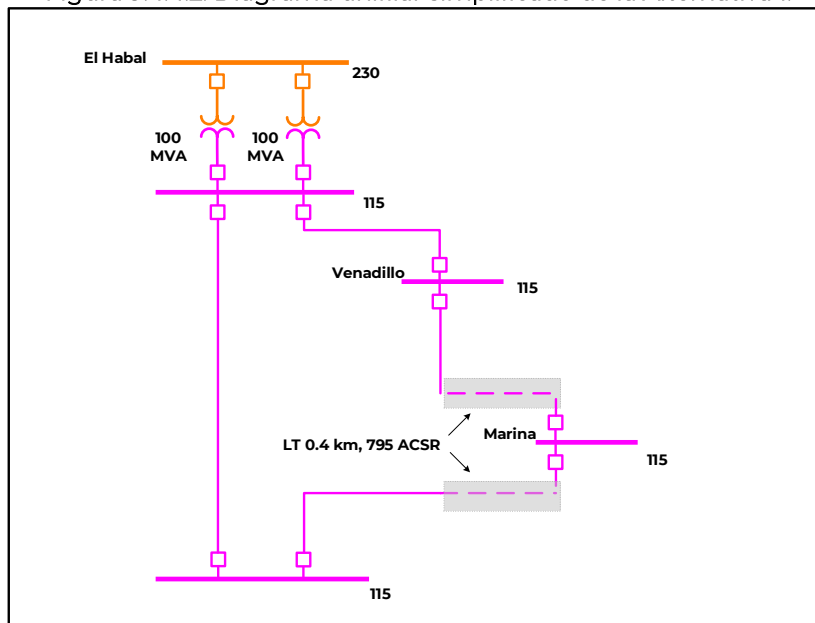
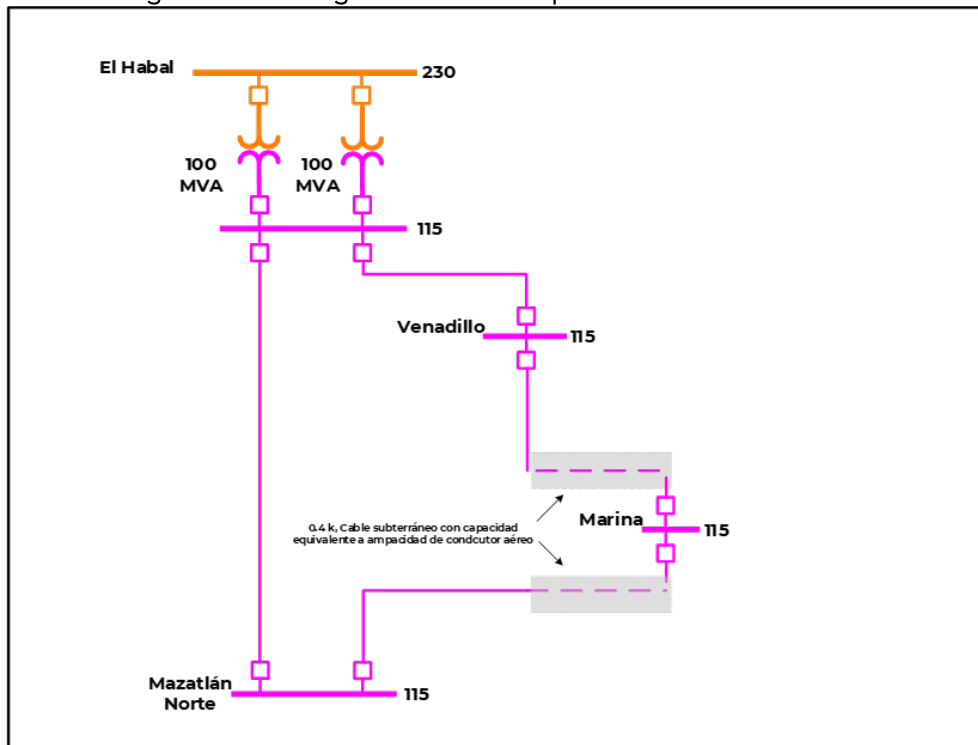


Figura 9.4.4.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste es **4.35 Millones de pesos de 2022** (0.21 Millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de construir una nueva Línea de Transmisión aérea de

los tramos subterráneos a la llegada de la SE Marina para la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina y la LTCPS Mazatlán Norte – 73580 – Marina y sustitución de elementos serie que limitan la capacidad de transmisión de las Líneas de Transmisión del área de influencia.

El Cuadro 9.4.4.1 muestra el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.4.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Marina entronque Venadillo - Mazatlán Norte 1/	115	2	0.8	abr-28	abr-28
Total			0.8		

1/ Considera una nueva LT en forma aérea

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste es **34.84 Millones de pesos de 2022** (1.69 Millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa considera la recalibración de dos tramos de líneas

subterráneas de 0.4 km cada una y cambios de elementos serie que limitan la capacidad de transmisión de las Líneas de Transmisión del área de influencia.

El Cuadro 9.4.4.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.4.2. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Venadillo - Marina 2/	115	1	0.4	abr-28	abr-28
Mazatlán Norte - Marina /2	115	1	0.4	abr-28	abr-28
Total			0.8		

2/ Recalibración de tramos con cable subterráneo

En los Cuadros 9.4.4.3 y 9.4.4.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, las cuales fueron evaluadas con la metodología de demanda incremental.

De las Alternativas analizadas, la **Alternativa 1** presenta mejores índices de rentabilidad económica que la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.4.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.33	211.12	211.45	0.35	3.99	211.1	52.86

Cuadro 9.4.4.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.23	211.35	213.58	2.71	32.00	210.88	6.59

Alternativa Propuesta

El Cuadro 9.4.4.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación

obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas propuestas. Se observa que, las demandas de saturación son parecidas para ambas Alternativas, sin embargo, la Alternativa 1 presenta mayor rentabilidad.

Cuadro 9.4.4.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	284 MW	66 MW
Alternativa 1	284 MW	250 MW
Alternativa 2	284 MW	251 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.4.4.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

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 demanda a largo plazo del área de influencia en la zona Mazatlán.

Cuadro 9.4.4.6. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	4.35	34.84
Relación Beneficio/Costo	52.9	6.6

P23-NO2 Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos

Diagnóstico operativo.

La ciudad de Culiacán, capital del estado de Sinaloa, México, se encuentra ubicada al noroeste del país. El abastecimiento de energía eléctrica a la ciudad se logra a través de las SE Culiacán Tres, Culiacán Poniente, La Higuera y Subestación Culiacán Potencia, por medio de bancos de transformación instalados en los niveles de

tensión en 400 kV y 230 kV hacia la Red Eléctrica en 115 kV.

El suministro de la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Culiacán se lleva a cabo en 115 kV, al noroeste de la ciudad de Culiacán se ha determinado el área de influencia del proyecto e involucra la SE Tres Ríos con dos bancos de transformación de 40 MVA y 30 MVA respectivamente y relación de transformación 115/13.8 kV cada uno. Adicionalmente, dentro del área de influencia se tiene el proyecto instruido **"D19-NO3 – Santa Fe Banco 1"**, con fecha de entrada en operación en 2024, y que dará suministro de energía eléctrica al área de influencia con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Dentro del área de influencia, en 2022, la LT Culiacán Poniente – 73J20 – Tres Ríos presenta la siguiente disposición: cuenta con dos tramos aéreos y un tramo subterráneo, el primer tramo aéreo tiene 5.5 km de longitud con conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR, el segundo tramo aéreo tiene 11.1 km de longitud con conductor calibre 477 kcmil tipo ACSR y el tercer tramo tiene 3.2 km de cable subterráneo calibre 1600 XLP CU a la llegada de la SE Tres Ríos en 115 kV.

El proyecto **Santa Fe Banco 1** realiza un entronque en 115 kV de 1.3 km, aproximadamente, doble circuito calibre 795 kcmil tipo ACSR desde la nueva SE Santa Fe hacia la LT Culiacán Poniente – 73J20 – Tres Ríos, a 14.6 km de distancia de la SE Culiacán Poniente y 2.0 km de la transición aérea-subterránea hacia la SE Tres Ríos, se ha considerado un calibre de 795 kcmil tipo ACSR para no tener limitaciones de transmisión en el tramo que entronca.

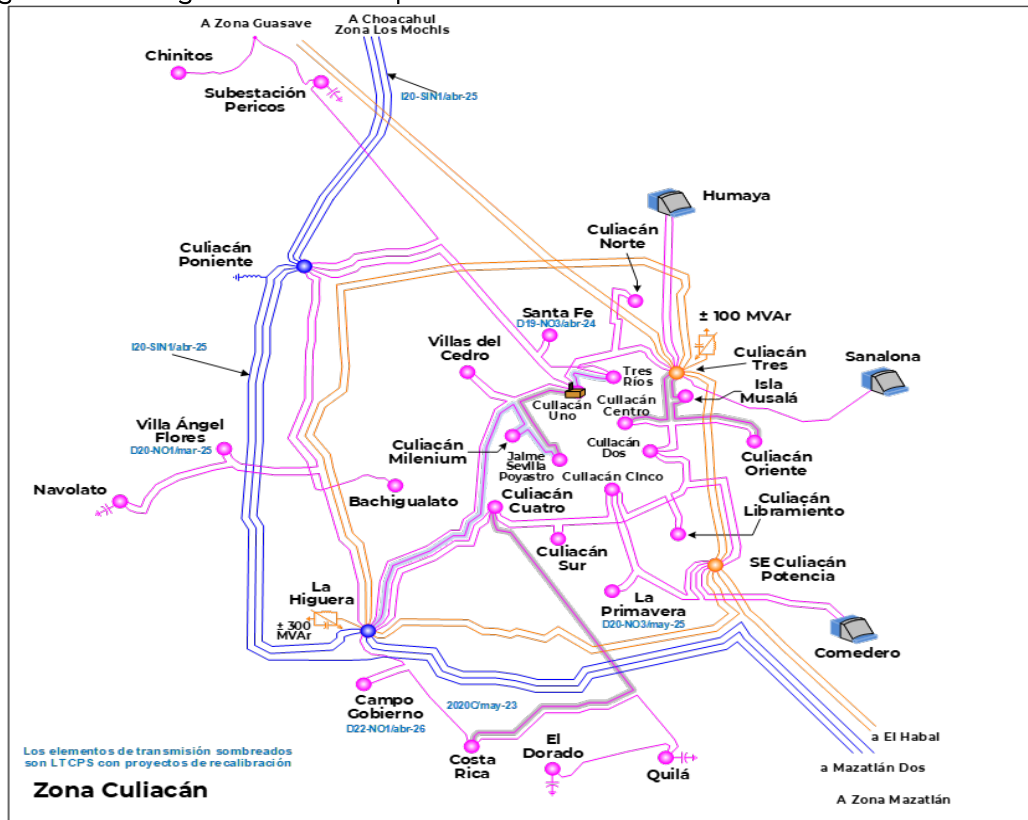
Con la infraestructura eléctrica en la zona Culiacán en 2028, la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV queda integrada por dos calibres de conductores: 795 y 477 ACSR, lo que repercute en limitar la capacidad de transmisión establecido por CFE Transmisión y que corresponde a 131 MVA. Ante la ocurrencia del disparo de la LT Culiacán Poniente – Culiacán Uno en 115 kV se presentan problemáticas de sobrecarga en la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV, por lo que se requiere de una obra que resuelva esta problemática.

El proyecto **"P23-NO2"** presenta la propuesta de recalibrar los tramos aéreos de Línea de Transmisión con calibre 477 kcmil ACSR por un conductor con capacidad de transmisión de 795 kcmil tipo ACSR similar al resto de los tramos asociados al entronque la SE Santa Fe y al tramo hacia la SE Culiacán Poniente en 115 kV para dejar todos los tramos aéreos de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV y la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con el mismo calibre de conductor 795 kcmil ACSR. Por lo anterior, se tendrá un calibre homogéneo de 795 kcmil ACSR en toda la trayectoria aérea hasta llegar a la transición aérea-subterránea donde el tramo subterráneo no será modificado.

Con la incorporación de nueva infraestructura en el área de influencia del proyecto en la zona Culiacán, se atenderá el crecimiento de la demanda y se asegura la Continuidad en el suministro de energía eléctrica en los años siguientes, ya que no se tendrían problemas de suministro de energía eléctrica en la zona, esto ante escenarios de contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

En la Figura 9.4.5.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Culiacán en el ámbito de la GCR Noroeste que se espera en 2028

Figura 9.4.5.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Culiacán en 2028.



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2028, se han identificado dos Alternativas para para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda de la zona Culiacán, las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Recalibración de 11.1 km de Línea de Transmisión 477 kcmil ACSR a 795 kcmil ACSR. La obra se integra por dos tramos: el tramo 1 forma parte de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV con 9.1 km

y el tramo 2 forma parte de la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con 2.0 km.

Alternativa 2

Transmisión:

- Recalibración de 11.1 km de Línea de Transmisión 477 kcmil ACSR a 477 kcmil ACCC. La obra se integra por dos tramos: el tramo 1 forma parte de la LT Culiacán Poniente – Santa Fe en 115 kV con 9.1 km y el tramo 2 forma parte de la LT Santa Fe – Tres Ríos en 115 kV con 2.0 km.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.5.2 y 9.4.5.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2 analizadas.

Figura 9.4.5.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1.

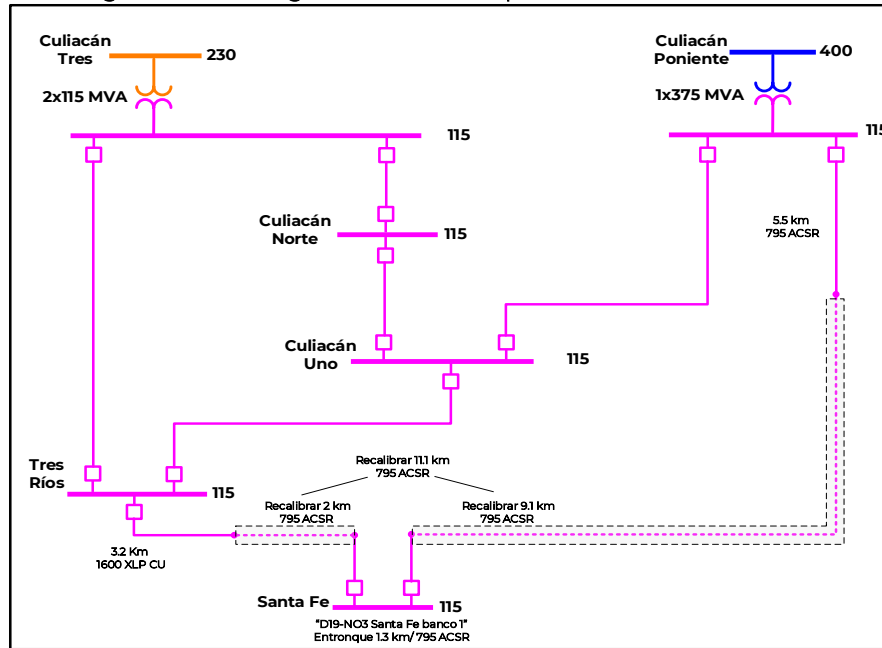
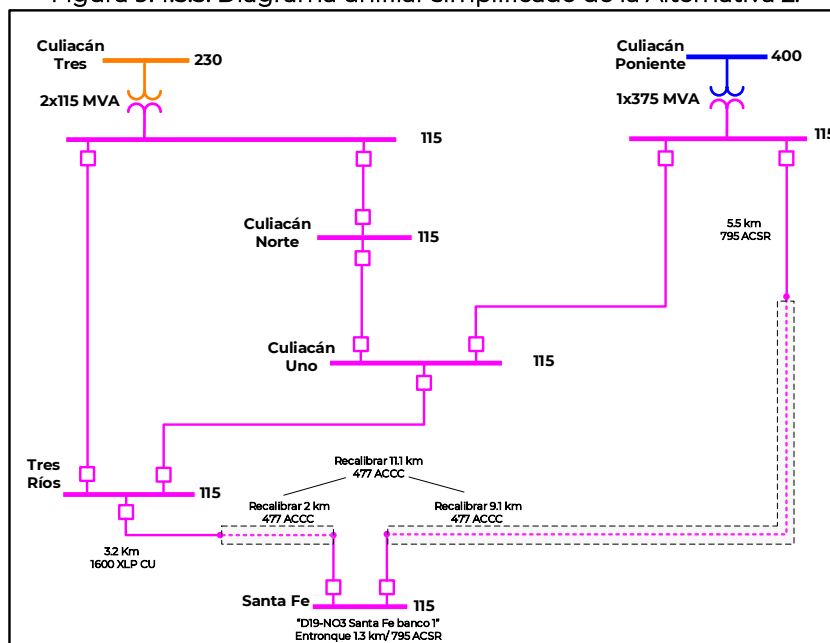


Figura 9.4.5.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado de **54.34 Millones de pesos de 2022** (2.64 Millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta

Alternativa consta en la recalibración de 11.1 km de Línea de Transmisión de conductor 477 ACSR a un conductor 795 ACSR.

El Cuadro 9.4.5.1 muestra el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.5.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Poniente - Santa Fe 1/	115	1	9.1	abr-28	abr-28
Tres Ríos - Santa Fe 1/	115	1	2.0	abr-28	abr-28
Total			11.1		

1/ Recalibrar tramo 477 ACSR a 795 ACSR

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado de **99.998 Millones de pesos de 2022** (4.85 Millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta en la recalibración de 11.1

km de Línea de Transmisión de conductor 477 ACSR a un conductor 477 ACCC.

El Cuadro 9.4.5.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.5.2. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Poniente - Santa Fe /2	115	1	9.1	abr-28	abr-28
Tres Ríos - Santa Fe /2	115	1	2.0	abr-28	abr-28
Total			11.1		

2/ Recalibrar tramo 477 ACSR a 477ACCC

En los Cuadros 9.4.5.3 y 9.4.5.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, las cuales fueron evaluadas con la metodología de demanda incremental.

De las Alternativas analizadas, la **Alternativa 1** presenta mejores índices de rentabilidad económica que la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.5.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	106.06	106.06	4.21	49.98	101.9	2.04

Cuadro 9.4.5.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	105.75	105.75	7.74	91.98	98.00	1.07

Alternativa Propuesta

El Cuadro 9.4.5.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para los proyectos de las

Alternativas propuestas. Se observa que, las demandas de saturación son parecidas para ambas Alternativas, sin embargo, la **Alternativa 1** presenta mayores beneficios totales.

Cuadro 9.4.5.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	177 MW	40 MW
Alternativa 1	186 MW	159 MW
Alternativa 2	183 MW	154 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.4.5.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

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 demanda del área de influencia en la zona Culiacán.

Cuadro 9.4.5.6. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2021)	54.34	99.99
Relación Beneficio/Costo	2.04	1.07

Gerencia de Control Regional Norte

123-NT1 Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte

Introducción

La GCR Norte dadas sus condiciones geográficas presenta una Red Eléctrica de transmisión longitudinal, los grandes centros de consumos se ubican a grandes distancias entre sí, como son el área urbana de la Laguna compuesta por las ciudades de Torreón, Gómez Palacio y Lerdo, Durango, Chihuahua y ciudad Juárez. Además, existen regiones agrícolas de alto consumo de energía eléctrica en Camargo, Mesteñas, Cuauhtémoc, Moctezuma y Casas Grandes.

Además, las interconexiones con las GCR vecinas como son la Noroeste, Noreste principalmente, y una sola Línea de Transmisión con la Occidental, son a través de Línea de Transmisión de más de 200 km.

La GCR Norte en conjunto con la Noroeste presentan un gran atractivo para la incorporación de nueva industria con la relocalización de operaciones que se ha estado manifestando a nivel mundial por los acontecimientos geopolíticos y que las empresas que abastecen la cadena de suministro de bienes de consumo de Norteamérica, especialmente a EE. UU. y Canadá buscan ubicar sus procesos en países cercanos y con un menor riesgo. Además, se busca que el insumo de energía eléctrica para la creación de estos bienes sea a través de Energías Limpias, por lo que los estados de Sonora, Chihuahua y la región de la Laguna son un lugar que ofrece la confianza ya que tiene los recursos de capital humano, de ubicación y la factibilidad de ofrecer energía eléctrica libre de carbono en el mediano y largo plazos.

Se requiere de una propuesta de Red Eléctrica de transmisión alineada con la infraestructura futura de generación para la transición energética, que permitan los intercambios de excedentes de generación entre la GCR Norte y Noreste, así como del recurso de Energía Limpia del noroeste del país, principalmente el estado de Sonora.

Al incrementar la capacidad de transmisión a través del estado de Chihuahua y hacia la región de Río Escondido y entre las regiones de la Laguna y Saltillo, se incrementará la Confiabilidad en el Suministro Eléctrico en las GCR Noroeste, Norte y Noreste, ya que se tendrán diversos apoyos que resultan el incremento en la transmisión como son: eliminar los Estados Operativos de Alerta en las compuertas de la GCR Norte, reducir o eliminar el uso de EAR ante contingencias N-1 como establece el CdR, reducir las congestiones actuales en los corredores Moctezuma-Chihuahua, Chihuahua-Camargo y Norte-Noreste, reducción de los costos de producción y de los Precios Marginales Locales, y será posible compartir los beneficios de la integración de generación de Energías Limpias entre regiones por los diferentes husos horarios; creando la oportunidad de desarrollo económico regional desde el noroeste hasta el noreste del país.

Diagnóstico operativo.

En los últimos años se han incorporado una gran cantidad de proyectos de generación eléctrica en el ámbito de las GCR Noroeste, Norte y Noreste, entre las que destacan Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y de tecnologías con electrónica de potencia para las Energías Limpias.

Derivado de la incorporación de generación (renovable y convencional) en la parte noroeste y norte del país, especialmente los estados de Sonora y Chihuahua, se incrementó la magnitud del flujo de potencia activa en los enlaces norte-sur de

las GCR Noroeste, Norte y Noreste hacia el centro del país y entre ellas, sobre todo en escenarios vespertinos cuando se cuenta con la aportación de las Centrales Eléctricas FV. Si bien se tiene instruido y en desarrollo los proyectos I20-SIN e I19-CE1 para garantizar que la operación del SIN sea con Confiabilidad de norte-sur del país, se requiere de una mayor integración de Red Eléctrica para cumplir con la transición energética en el mediano y largo plazos, y que esta sea satisfaciendo los objetivos de eficiencia, Calidad, Continuidad, Confiabilidad, seguridad y sustentabilidad que establecen las políticas de la SENER y los criterios de estos objetivos del CdR de la CRE; pero sobre todo que se atiendan los criterios de soberanía y seguridad energética para satisfacer las necesidades energéticas de la población con la integración gradual bajo condiciones técnica y económicamente viables de Energías Limpias.

Cabe destacar que las GCR Noroeste, Norte y Noreste cuentan con gran potencial de generación de energía eléctrica a través de su alto potencial de Energía Renovable, principalmente irradiación solar, que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas FV en las GCR Noroeste y Norte, así como Centrales Eléctricas EO en la GCR Noreste. Actualmente se tiene comprometido bajo contratos de interconexión la incorporación de Energías Limpias Fotovoltaica y Eólica que entrarán en servicio en los próximos años. Además, existen proyectos estratégicos de generación que se incorporarán al SEN, haciendo las actuales compuertas de flujo entre las GCR Noroeste, Norte y Noreste insuficientes para transportar el incremento de generación que se espera en el mediano y largo plazos.

En los últimos años las GCR Noroeste y Norte han pasado de ser importadoras de energía eléctrica a tener exportaciones de energía eléctrica, ocasionando que en escenarios de demanda-generación, se presente saturación en las Compuertas de

Flujos en los estados de Sonora y Chihuahua debido a los Límites Operativos en las compuertas que interconectan los estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila y Durango.

En el 2022 se presentaron saturaciones en los flujos de las compuertas de la GCR Norte que interconectan la ZOT Juárez a la ZOT Chihuahua, ZOT Camargo y ZOT Laguna. La compuerta Juárez-Chihuahua (JUA-CUA), presentó 31 horas por arriba de los Límites Operativos, la compuerta entre las GCR Norte y Noreste (NTE-NES), presentó 77.9 horas por arriba de los Límites Operativos. La compuerta CHIHUAHUA > NORESTE + MLU > GPL presentó 70.9 horas de niveles de flujo por arriba del Límite Operativo.

Es relevante señalar que, en 2022, se presentaron un total de 30 Estados Operativos de Alerta (EOA) por flujo mayor al Límite Operativo en la compuerta Norte-Noreste, esto representa la operación del SIN durante un total de 172 horas bajo esta condición. Un caso similar se presentó en el enlace CHIHUAHUA > NORESTE + MLU > GPL, con 13 EOA para 77 horas bajo esta condición; en el enlace Juárez-Chihuahua con 17 EOA y 102 horas con esta condición y el enlace Chihuahua-Fco. Villa con 2 EOA para un total de 6 horas bajo esta condición.

Con el fin de eliminar las restricciones a la generación de energía eléctrica, poder evacuar los excedentes de esta y soportar diferentes contingencias (n-1) en dichas compuertas sin la utilización de EAR, se hace necesario realizar propuestas de obras de ampliación en la RNT para solventar las problemáticas de saturación, incrementar el Límite Operativo de transmisión de las compuertas y garantizar la instalación de Capacidad de Centrales Eléctricas convencionales y con electrónica de potencia para las Energías Limpias que se requiere para la transición energética en México y se garantice el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales para su bienestar y desarrollo económico.

La compuerta Juárez-Chihuahua, está formada por las siguientes Líneas de Transmisión:

- Moctezuma – A3A70 – El Encino en 400 kV.
- Moctezuma – 93420 – El Encino en 230 kV.
- Maniobras Moctezuma – 93230 – Chihuahua Norte en 230 kV.
- Moctezuma – 93240 – Laguna Encinillas en 230 kV.

La compuerta CHIHUAHUA > NORESTE + MLU > GPL (**Exportación Chihuahua**), está formada por las siguientes Líneas de Transmisión:

- Hércules Potencia - A3000 - Río Escondido en 400 kV.
- Maniobras La Lucha - 93040 - Gómez Palacio en 230 kV.
- Maniobras La Lucha - 93080 - Gómez Palacio en 230 kV.

La compuerta Norte – Noreste (**NTE-NES**), está formada por las siguientes LT:

- Hércules Potencia - A3000 - Río Escondido en 400 kV.
- Maniobras Villanueva - A3700 – Ramos Arispe Potencia en 400 kV.
- Andalucía – 93050 - Maniobras Eólico Coahuila en 230 kV.

Con flujos de transmisión en la compuerta Juárez-Chihuahua de aproximadamente 950 MW, al evaluar la salida de operación de la LT en 400 kV Moctezuma - A3A70 – El Encino se presentarían tensiones que no garantizan la Calidad del Suministro Eléctrico como establece el CdR en la Red Eléctrica de la ciudad de Chihuahua, y con flujos mayores de aproximadamente (depende de la condición operativa y estacionalidad) 950 MW en dicha compuerta, al evaluar la salida de operación de un autotransformador en la SE Moctezuma ocasiona la sobrecarga del Autotransformador paralelo por arriba del 20 % de sobrecarga permitida.

Este flujo de exportación de Juárez a Chihuahua genera un incremento en el flujo de potencia activa en las compuertas en sentido norte-sur de la GCR Norte hacia la Noreste, ocasionando la saturación de las compuertas Exportación Chihuahua, Chihuahua -Francisco Villa seguido de las compuertas Francisco Villa -Camargo Dos y Maniobras La Lucha -Gómez Palacio en la Red Eléctrica de 230 kV. Con flujos mayores a 670 MW en la compuerta Exportación Chihuahua, al evaluar la salida de operación de la LT en 400 kV El Encino-A3A10-Hércules Potencia o Hércules Potencia - A3000 - Río Escondido se presentan bajas tensiones en la Red Eléctrica de la GCR Norte y la saturación del CEV de +200 MVar en la SE Camargo Dos.

Con flujos de transmisión en la compuerta Chihuahua-Francisco Villa de aproximadamente 600 MW, al evaluar la salida en operación de la LT en 230 kV Encino Dos – 93210 – Francisco Villa se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión en la compuerta.

Hacia la GCR Noreste se encuentra limitada por la capacidad de la LT Maniobras Eólico de Coahuila – 93200 - Saltillo, la cual alcanza su límite de 350 MVA. En el caso de importación, la limitante se presenta en la LT Maniobras Eólico de Coahuila – 93050 - Andalucía, alcanzando un flujo de 350 MVA. Las peores condiciones se presentan en temporadas entre los meses de octubre a marzo, es decir cuando el factor de demanda por el tipo de Centros de Carga agrícolas y no presentarse altas temperaturas disminuyen el consumo en los sectores agrícola, comercial y residencial en las GCR Noroeste y Norte.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para los años posteriores, la incorporación de nuevos proyectos de Centrales Eléctricas para garantizar el Suministro Eléctrico que satisfaga la

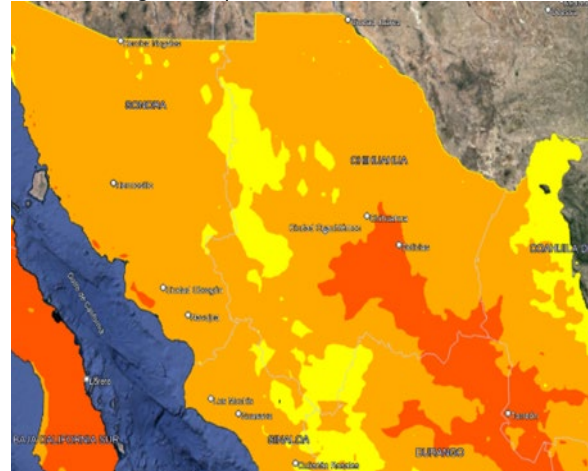
transición energética bajo criterios de soberanía y seguridad energética, el número de horas que se tendrá saturadas las compuertas antes descritas aumentará limitando la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas en los estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila y Durango.

En el PIIRCE 2023-2037 elaborado por la SENER para el cumplimiento de los criterios establecidos en el PIIRCE 2022-2036, las Metas de reducción de emisiones de GEI establecidos en los compromisos internacionales y las Metas de Energías Limpias de la Ley General de Cambio Climático y LTE. Como resultado de la expansión de la generación la integración de aproximadamente 5,000 MW de Energía Limpia fotovoltaica con 1,500 de Sistemas de Almacenamiento con Baterías entre 2024-2033 en los estados de Sonora, Chihuahua, Durango y la región Laguna; y a su vez como resultado de la expansión de la transmisión arrojó el requerimiento de refuerzos entre las regiones de Moctezuma-Chihuahua, Chihuahua-Río Escondido, Chihuahua-Camargo y Laguna-Salttillo del periodo 2028 a 2033.

La Figura 9.4.6.1 muestra las regiones de los estados de Sonora, Chihuahua, Durango y la región de la Laguna, donde se aprecia la

intensidad de la radiación solar para estas regiones.

Figura 9.4.6.1 Zonas con alto potencial de Energía Limpias con radiación solar⁶⁴



Por lo anterior, se analizan Alternativas para determinar la mejor opción técnica y económicamente factible para incrementar la capacidad de transmisión.

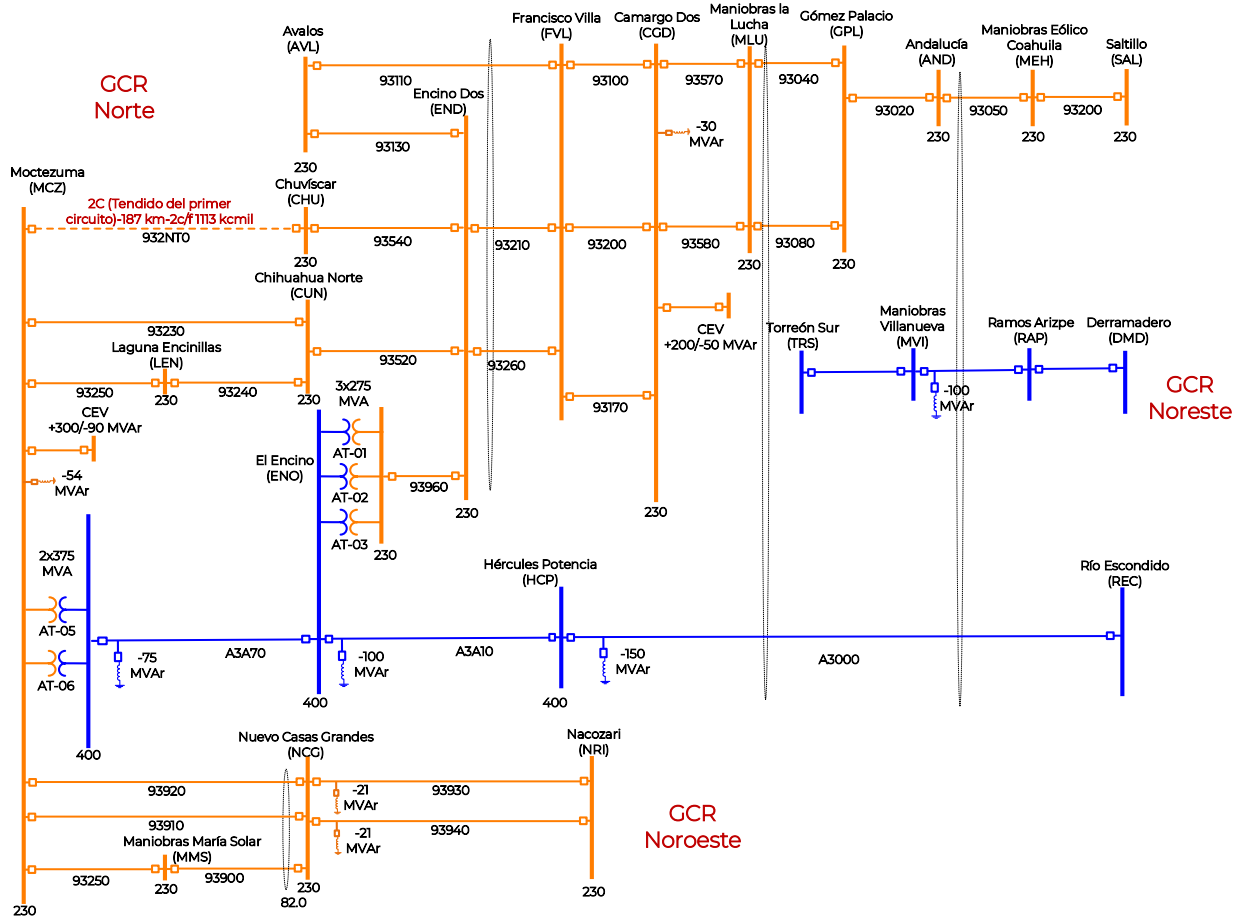
Las Figuras 9.4.6.2 y 9.4.6.3 muestra la topología actual de las compuertas siendo algunos de los principales enlaces norte-sur de la GCR

⁶⁴ Fuente Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias de la SENER. Sobrepuesto en GoogleEarth

Figura 9.4.6.2 Diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia.



Figura 9.4.6.2. Diagrama unifilar simplificado de las compuertas de interés.



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces preservando la Calidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica, la Confiabilidad del SIN; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Cambio de tensión de operación de la LT actual Moctezuma – 93420 – El Encino de 230 a 400 kV.
- LT El Encino – Hércules Potencia de doble circuito (tendido del primer circuito),

con una longitud estimada de 219 y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.

- LT Hércules Potencia – Río Escondido de doble circuito (tendido del primer circuito), con una longitud estimada de 355 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Torreón Sur – Derramadero de doble circuito (tendido del primer circuito) con una longitud estimada de 238 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Moctezuma – Chuvíscar de dos circuitos (tendido del primer circuito), con una longitud estimada de 187 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.
- LT Encino Dos – Francisco Villa de dos circuitos (tendido del primer circuito), con una longitud estimada de 70 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil

tipo ACSR, para entroncar con la LT actual Francisco Villa-93170-Camargo Dos aislada en 400 kV operación inicial en 230 kV.

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV, en la SE Moctezuma.
- Sustitución de los tres bancos de transformación de 225 a 375 MVA, compuestos de diez unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV, en la SE El Encino (9 unidades monofásicas y 1 unidad de reserva).

Compensación:

- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 75 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Moctezuma para la conexión de la nueva LT (3x25 MVAR monofásicos los cuales son reactores son de línea).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE El Encino para la conexión de la nueva LT (3x33.33 MVAR monofásicos los cuales son reactores de línea).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 100 MVAR de capacidad en 400 kV en la SE Hércules Potencia (4x33.33 MVAR monofásicos de los cuales 3 reactores son de Barra y 1 de reserva).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 75 MVAR de capacidad en 400 kV en la SE Río Escondido (3x25 MVAR monofásicos los cuales son reactores de Barra).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 150 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Hércules Potencia para la conexión de la nueva LT (3x50 MVAR monofásicos los cuales son reactores de línea).

- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Torreón Sur para la conexión de la nueva LT (4x33.33 MVAR monofásicos de los cuales 3 reactores son de línea y 1 de reserva).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Moctezuma.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE El Encino.
- Tres alimentadores en 400 kV en la SE Hércules Potencia.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Río Escondido.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Torreón Sur.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Derramadero.
- Un alimentador en 230 kV en la SE El Encino Dos.
- Un alimentador en 230 kV en la SE El Chuvíscar.

En las Figuras 9.4.6.4 y 9.4.6.6 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2

Transmisión:

- Cambio de tensión de operación de la LT actual Moctezuma – 93420 – El Encino de 230 a 400 kV.
- LT El Encino – Camargo Dos de doble circuito con una longitud estimada de 135 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Camargo Dos – Torreón Sur de doble circuito, con una longitud estimada de 366 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Torreón Sur – Derramadero de doble circuito (tendido del primer circuito) con una longitud estimada de 238 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.

- LT Moctezuma – Encino Dos de doble circuito (tendido del primer circuito) con una longitud estimada de 210 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV, en la SE Moctezuma.
- Sustitución de los tres bancos de transformación de 225 a 375 MVA, compuestos de diez unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV, en la SE El Encino (9 unidades monofásicas y 1 unidad de reserva).
- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/230 kV, en la SE Camargo Dos (4x125 MVA monofásicos de los cuales 3 unidades de fase y 1 de reserva).

Compensación:

- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 75 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Moctezuma para la conexión de la nueva LT (3x25 MVAR monofásicos los cuales son reactores de línea).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 100 MVAR de capacidad en 400 kV en la SE El Encino (3x33.33 MVAR monofásicos los cuales son reactores de Barra).
- Dos bancos de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 116.66 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Camargo Dos para la conexión de las nuevas LT El Encino – Camargo Dos (7x16.66 MVAR monofásicos de los cuales 6 reactores son de línea y 1 de reserva).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 MVAR de

capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Camargo Dos para la conexión de la nueva LT Camargo Dos – Torreón Sur (4x33.33 MVAR monofásicos de los cuales 3 reactores son de línea y 1 de reserva).

- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 100 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Torreón Sur para la conexión de la nueva LT Camargo Dos – Torreón Sur (3x33.33 MVAR monofásicos de los cuales son reactores de línea).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 100 MVAR de capacidad en 400 kV en la SE Torreón Sur (3x33.33 MVAR monofásicos los cuales son reactores de Línea).
- Un banco de reactores compuesto por unidades monofásicas para una capacidad total de 133.33 MVAR de capacidad en 400 kV con reactor de neutro en la SE Torreón Sur para la conexión de la nueva LT Torreón Sur – Derramadero (4x33.33 MVAR monofásicos de los cuales 3 reactores son de línea y 1 de reserva).
- Un reactor de barra de 50 MVAR de capacidad en 400 kV en la SE Torreón Sur.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Moctezuma.
- Tres alimentadores en 400 kV en la SE El Encino.
- Tres alimentadores en 400 kV en la SE Camargo Dos.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Torreón Sur.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Derramadero.
- Uno alimentador en 230 kV en la SE El Encino Dos.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.

- Fecha factible de entrada en operación de todo el proyecto: abril de 2028 a abril de 2032.

En las Figuras 9.4.6.5 y 9.4.6.7 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Figura 9.4.6.4 Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

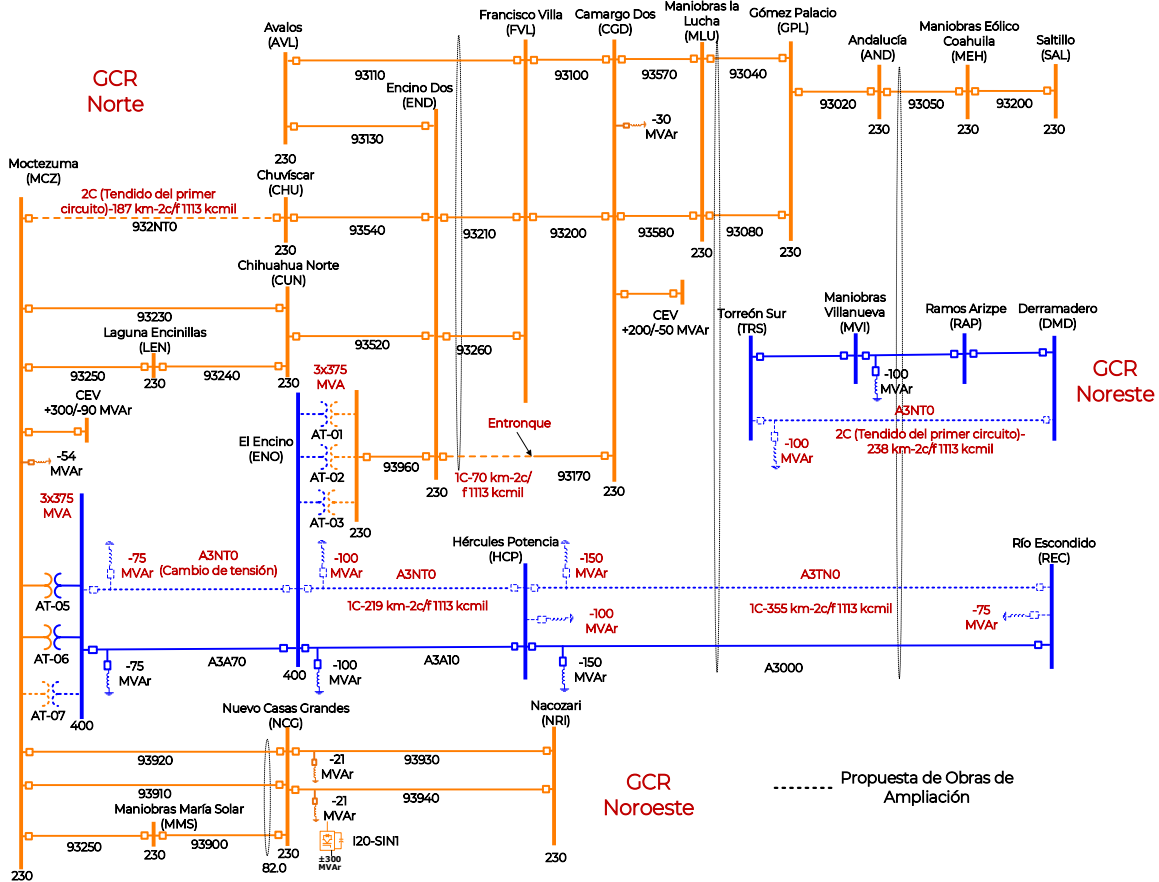


Figura 9.4.6.5 Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2

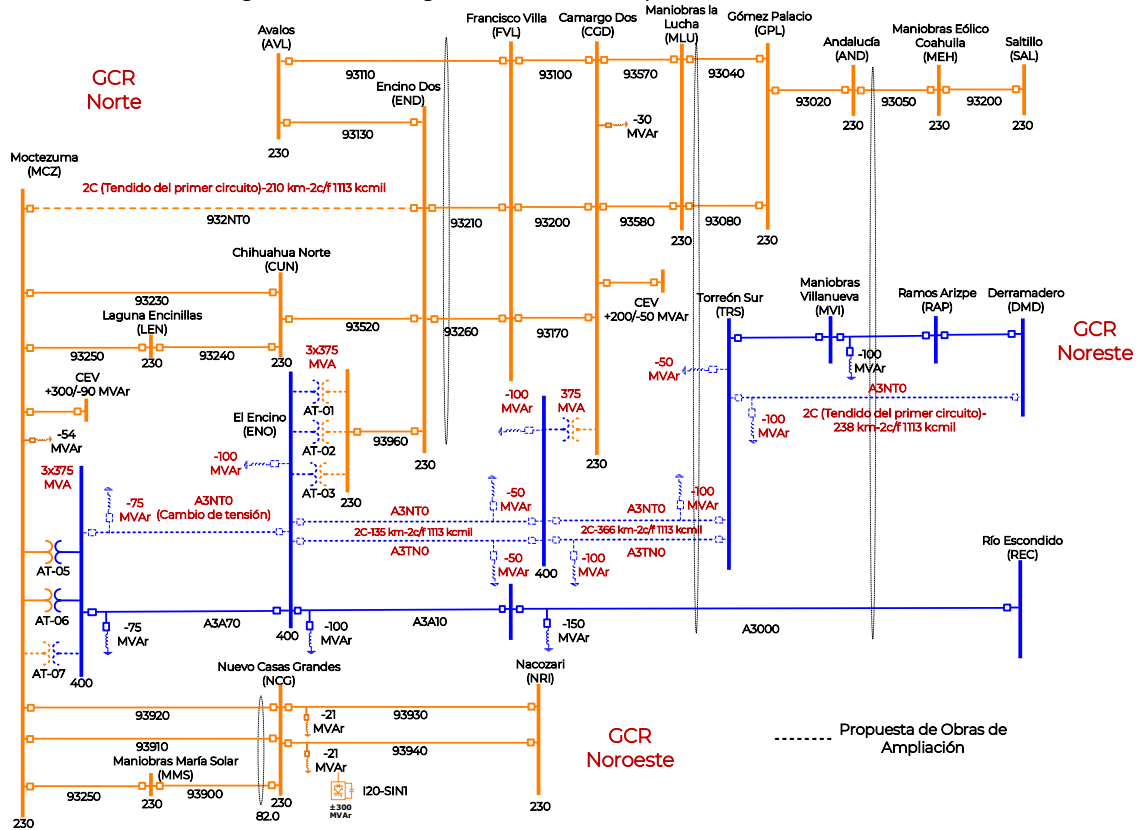


Figura 9.4.6.5 Diagrama unifilar simplificado que describe la ubicación de las obras de la Alternativa 1

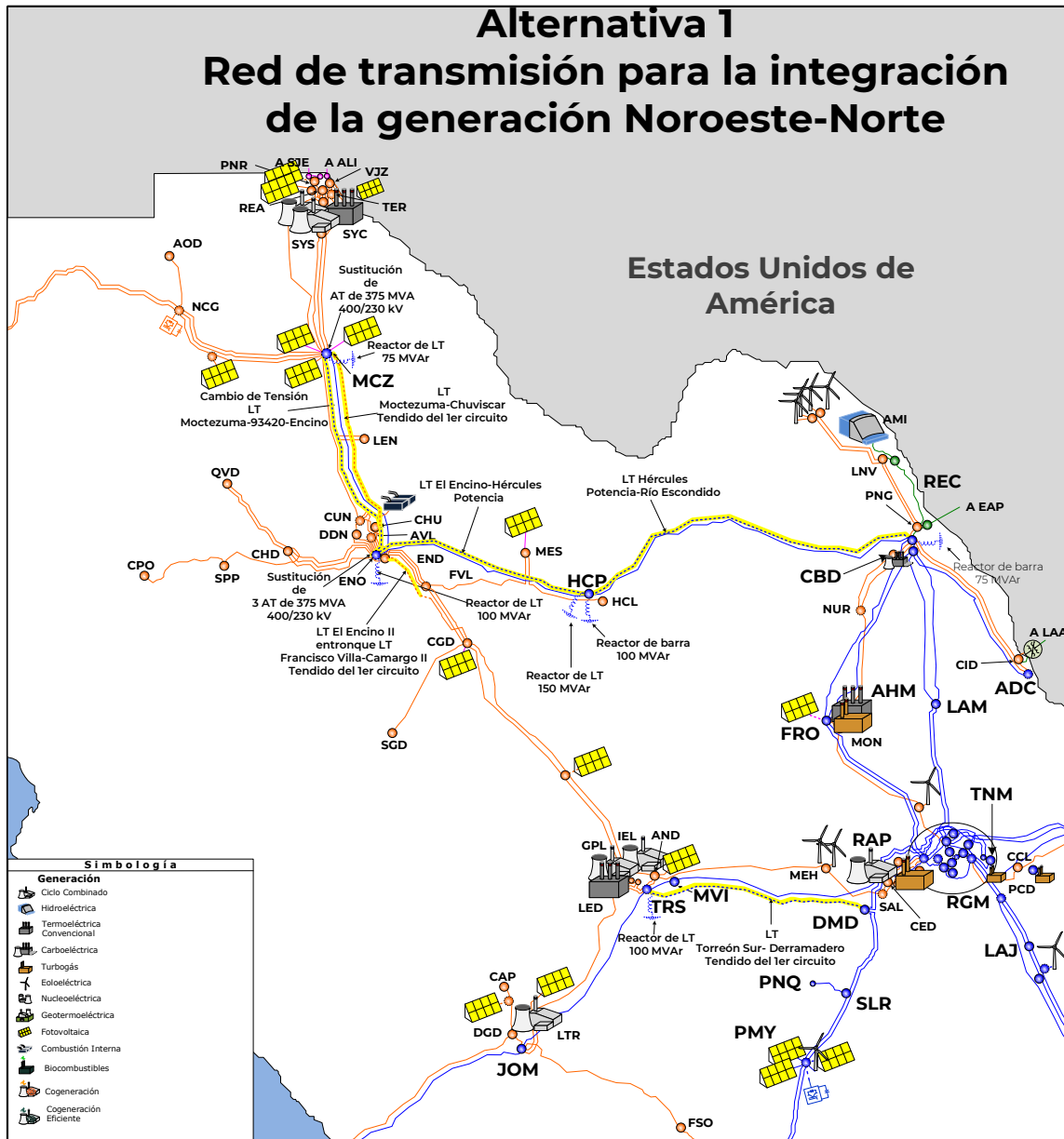
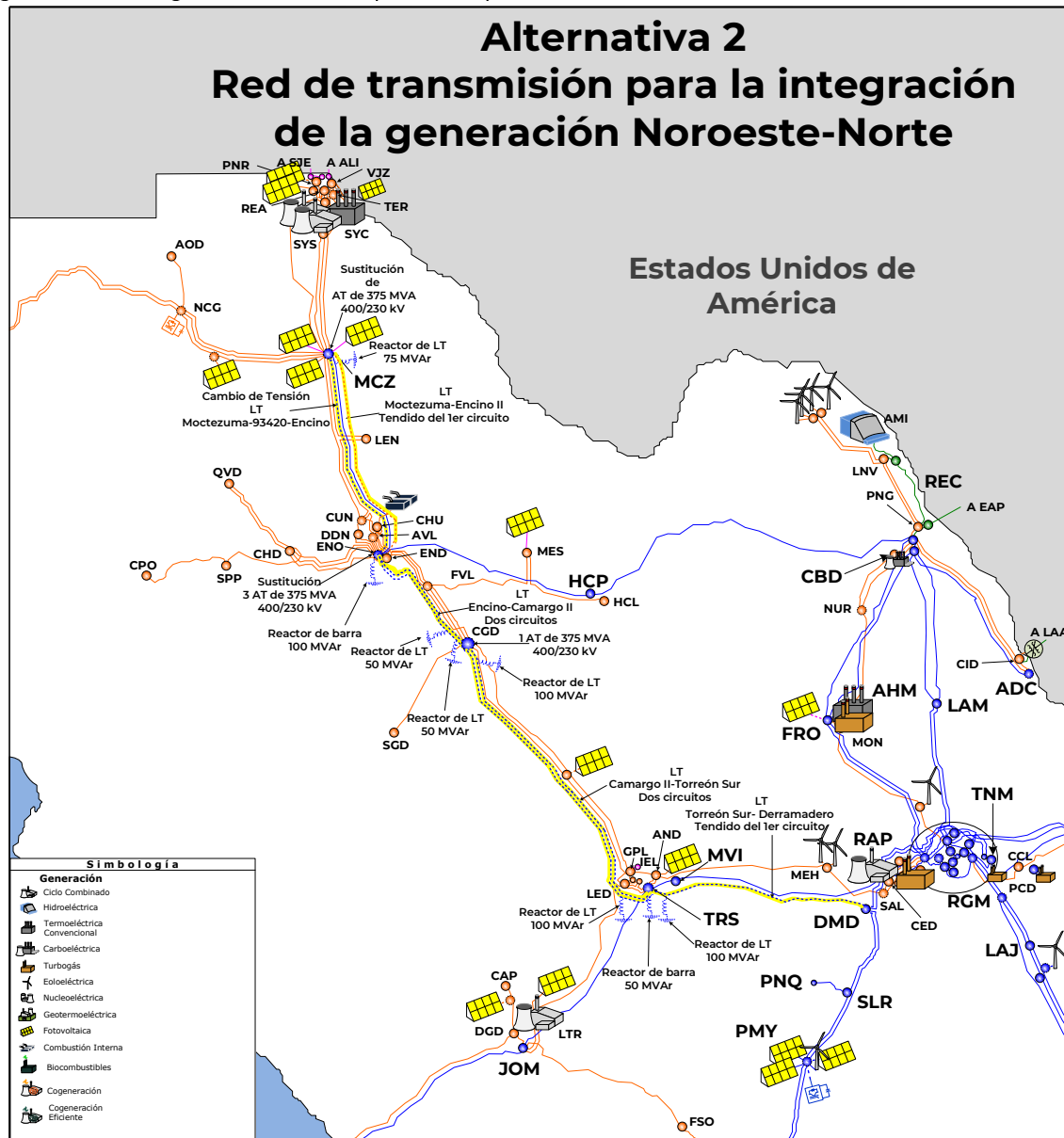


Figura 9.4.6.7 Diagrama unifilar simplificado que describe la ubicación de las obras de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 16,534.2 millones de pesos de 2022 (802.6 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos

por dólar). Esta alternativa contempla 1,069 km de LT nueva y 207 km de LT conversión de segundo circuito.

Los Cuadros 9.4.6.1 al 9.4.6.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.6.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT 93420 Moctezuma-El Encino (Cambio de nivel de tensión de 230 a 400 kV)	400	1		2028	2028
LT Moctezuma-Chuviscar, dos circuitos dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil, tendido del primero	400	1	187.00	2028	2028
LT El Encino - Hércules Potencia, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	219.00	2028	2032
LT Hércules Potencia - Río Escondido, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	355.00	2028	2032
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	70.00	2028	2029
LT Torreón Sur - Derramadero, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	238.00	2028	2029
Total			1069		

Cuadro 9.4.6.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Banco AT07, 3AT-1F_3x125	1	AT	375	400/230	2028	2028
El Encino sustitución de AT-01, AT-1F_4x125 (Incluye fase de reserva)	1	AT	500	400/230	2028	2028
El Encino sustitución de AT-02 y AT-03, AT-1F_3x125	2	AT	700	400/230	2028	2028
Total			1625			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.6.3. Obras de equipo de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Reactor de Línea	Reactor	400	75	2028	2028
El Encino Reactor de Línea	Reactor	400	100	2028	2032
Hércules Potencia Reactor de Línea	Reactor	400	150	2028	2032
Hércules Potencia Reactor de Barra (incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	2028	2032
Río Escondido Reactor de Barra	Reactor	400	75	2028	2032
Torreón Sur (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	2028	2029
Total			666.66		

Cuadro 9.4.6.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2028
El Encino Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2028
Chuviscar Alimentador 230 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	230	2028	2028
El Encino Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2032
Hércules Potencia Alimentadores 400 kV para Líneas de Transmisión	Alimentador	3	400	2028	2032
Río Escondido Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2032
El Encino II Alimentador 230 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	230	2028	2029
Torreón Sur Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2029
Derramadero Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2029
Total		11			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 16,583.4 millones de pesos de 2022 (805.02 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta alternativa contempla 949 km de LT nueva y 207 km de LT conversión de 230 a 400 kV.

El Cuadro 9.4.6.5 al 9.4.6.8 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.6.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT 93420 Moctezuma-El Encino (Cambio de tensión de 230 a 400 kV)	400	1		2028	2028
LT Moctezuma-El Encino Dos, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil, tendido del primero	230	1	210.	2028	2028
LT El Encino -Camargo Dos, 135 km, 400 kV, dos circuitos, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	2	270.	2028	2029
LT Camargo II a Torreón Sur, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	2	732.	2028	2032
LT Torreón Sur - Derramadero, dos circuitos, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	238.	2028	2029
Total			1450.00		

Cuadro 9.4.6.6. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Reactor de Línea	Reactor	400	75	2028	2028
Camargo II Reactor de Línea (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	66.66	2028	2029
Camargo II Reactor de Línea	Reactor	400	50	2028	2029
El Encino Reactor de Barra	Reactor	400	100	2028	2029
Camargo II Reactor de Línea (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	2028	2032
Torreón Sur Reactor de Línea	Reactor	400	100	2028	2029
Torreón Sur II Reactor Barra	Reactor	400	50	2028	2032
Torreón Sur Reactor de Línea (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	2028	2032
Total			708.32		

Cuadro 9.4.6.7. Obras de equipo de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Banco AT07, 3AT-1F_3x125	1	AT	375.00	400/230	2028	2028
El Encino sustitución de AT-01, AT-1F_4x125 (Incluye fase de reserva)	1	AT	500.00	400/230	2028	2028
El Encino sustitución de AT-02 y AT-03, AT-1F_3x125	2	AT	750.00	400/230	2028	2028
Camargo II AT-01, AT-1F 4x125 MVA (Incluye fase de reserva)	1	AT	500.00	400/230	2028	2029
Total	5		2125.00			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.6.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2028
El Encino Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2028
El Encino II Alimentador 230 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	230	2028	2028
El Encino Alimentadores 400 kV para Líneas de Transmisión	Alimentador	2	400	2028	2029
Camargo II Alimentador 400 kV para Líneas de Transmisión	Alimentador	2	400	2028	2029
Camargo II Alimentador 400 kV para Líneas de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2032
Torreón Sur Alimentadores 400 kV para Líneas de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2032
Torreón Sur Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2029
Derramadero Alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	1	400	2028	2029
Total		11			

En los Cuadros 9.4.6.9 y 9.4.6.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

En el Cuadro 9.4.6.11 se presenta un resumen de las características técnicas y económicas entre ambas alternativas, se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo.

Cuadro 9.4.6.9. Indicadores económicos para la 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
0.000	207.113	2,264.993	25.535	2,497.641	661.853	1,835.788	3.77

Millones de USA \$ en VP 2025

Cuadro 9.4.6.10. Indicadores económicos para la 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
0.000	210.109	2,177.564	25.535	2,413.209	663.822	1,749.387	3.64

Millones de USA \$ en VP 2025

Cuadro 9.4.6.11. Comparativa de ambas Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Incremento de capacidad a enlaces	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	16,534.16	16,583.36
Relación Beneficio/Costo	3.77	3.64

Análisis técnicos

Análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario

En las Compuertas de Flujo se debe tener presente conceptos básicos, dando énfasis entre otros, a los niveles de corto circuito de las Subestaciones Eléctricas donde se interconectan las Líneas de Transmisión que forman la compuerta, así como su capacidad de soporte de potencia reactiva.

Asimismo, es importante conocer que la cargabilidad de una Compuerta de Flujo tiene diferentes límites, como el térmico o físico proporcionado por el transportista, el límite por caída de tensión (estabilidad de tensión), donde se tiene la capacidad de soporte de potencia reactiva en las Subestaciones Eléctricas extremas, y el límite de estabilidad angular, que nos da un margen de seguridad tal que permita soportar contingencias sin llegar al colapso parcial o total de un Sistema.

Se debe tener en cuenta, que, en los Sistemas Eléctricos, con características longitudinales como el SIN, algunos disturbios y cambios en la topología pueden requerir de potencia reactiva que no puede ser suministrada de forma local, ocasionando que el perfil de tensión se degrade por los grandes requerimientos de potencia reactiva que deben ser transportados por la Red Eléctrica desde las

Centrales Eléctricas, elementos de compensación dinámicos o los mismos elementos de la Red Eléctrica de transmisión. Lo que tiende a ocasionar un problema de estabilidad de tensión.

Los problemas de estabilidad de tensión son muy comunes en sistemas longitudinales con alta transmisión de potencia activa, donde existen pocas fuentes de potencia reactiva cercanas a las compuertas de flujo. Este fenómeno también se presenta ya en sistemas mallados que por cuestiones de mercado tratan de utilizar la máxima rentabilidad de la Red Eléctrica.

Además de la topología longitudinal de la Red Eléctrica, las fuentes de potencia reactiva alejadas de las Compuertas de Flujo, el tipo de carga de los Usuarios Finales también tiene impacto en los problemas de estabilidad de tensión, especialmente si las cargas o los convertidores interfase con la generación solar fotovoltaica y eólica los cuales son sensibles a las variaciones de tensión. Se puede decir que todas las cargas, aunque son sensibles a las variaciones de tensión, cuando estas operan en su tensión nominal, el consumo de potencia activa y reactiva es similar para diferentes tipos de carga, pero cuando existen variaciones de tensión significativas, ya sea por una falla transitoria o permanente, cambio de topología o switcheo de algún elemento las diferencias son apreciables en el consumo de potencia

reactiva, por ejemplo, en los compresores de los aires acondicionados. Este mismo efecto lo tienen los elementos de compensación reactiva como son los bancos de capacitores, reactores y compensadores estáticos de VAR, así como las Líneas de Transmisión.

Cálculo de límites de estabilidad de tensión curvas P-V

Las curvas P-V dependen de la condición operativa, como es el punto de control de tensión de los elementos dinámicos y de las unidades de Central Eléctrica, los elementos de compensación en derivación conectados, el factor de potencia de la carga, por lo que una curva P-V no determina el límite para todas las condiciones operativas de la Red Eléctrica.

De manera ilustrativa se presenta la compuerta Norte-Noreste para cuatro escenarios de demanda de 2030, de igual manera se determinaron los límites de transmisión de cada una de las Compuertas de Flujo involucradas, considerando el escenario de mayor estrés para el área de influencia del proyecto y la condición previa a la entrada en operación de las alternativas de solución para posteriormente obtener el Límite Operativo para cada una de las alternativas de solución.

Norte-Noreste

El Cuadro 9.4.6.12 presenta para la Alternativa 1 los límites determinados con las curvas P-V para condiciones de las 14 y 20 horas de invierno y 16 y 23 horas de verano 2030.

Que como se mencionó en los párrafos anteriores, los límites pueden ser diferentes para cada condición del SIN. En verano se tiene una menor capacidad de transmisión tanto de exportación como de importación.

La Figura 9.4.6.8 muestra la curva P-V del enlace Norte-Noreste en sentido de exportación, para el escenario de una condición estimada de las 14 horas de invierno, donde se observa considerando el factor de 12 % utilizado en planeación de largo para dar holgura a la incertidumbre en la demanda, de la generación por condiciones de mercado e indisponibilidades diferentes condiciones operativas, para garantizar el Margen de Reserva en las regiones ante contingencias y este pueda ser utilizado, y de ser posible garantizar condiciones para una segunda contingencia N-1-1 sin EAR, se tiene un límite de 1,959 MW y hasta en Estado Operativo de Alerta para una contingencia N-1 que sature el CEV de Camargo Dos de 2,188 MW.

La Figura 9.4.6.9 muestra la curva P-V del enlace Norte-Noreste en sentido de exportación, para el escenario de una condición estimada de las 16 horas de invierno, donde se observa considerando el factor de 12 %, se tiene un límite de 1,626 MW y hasta en Estado Operativo de Alerta para una contingencia N-1 que sature el CEV de Camargo Dos de 1,681 MW.

La topología de la Red Eléctrica es la misma, las condiciones de demanda y despacho diferentes, por lo que el límite determinado por la Curva P-V es diferente.

La holgura que se tiene ante la saturación del CEV de Camargo Dos es bastante más reducida en la condición de verano.

Cuadro 9.4.6.12 Límites en compuerta Norte-Noreste para diferentes condiciones estimadas de 2030 con Alternativa 1.

Escenario	Alternativa A1	
	Límite [MW]	Limitante
Inv 14H	1959	Tensión
Inv 20H	-1490	Saturación CGD-CEV
Ver 16H	1626	Tensión
Ver 23H	-1814	Tensión

Figura 9.4.6.8 Curva P-V para compuerta Norte-Noreste para escenario de 14 horas de invierno 2030

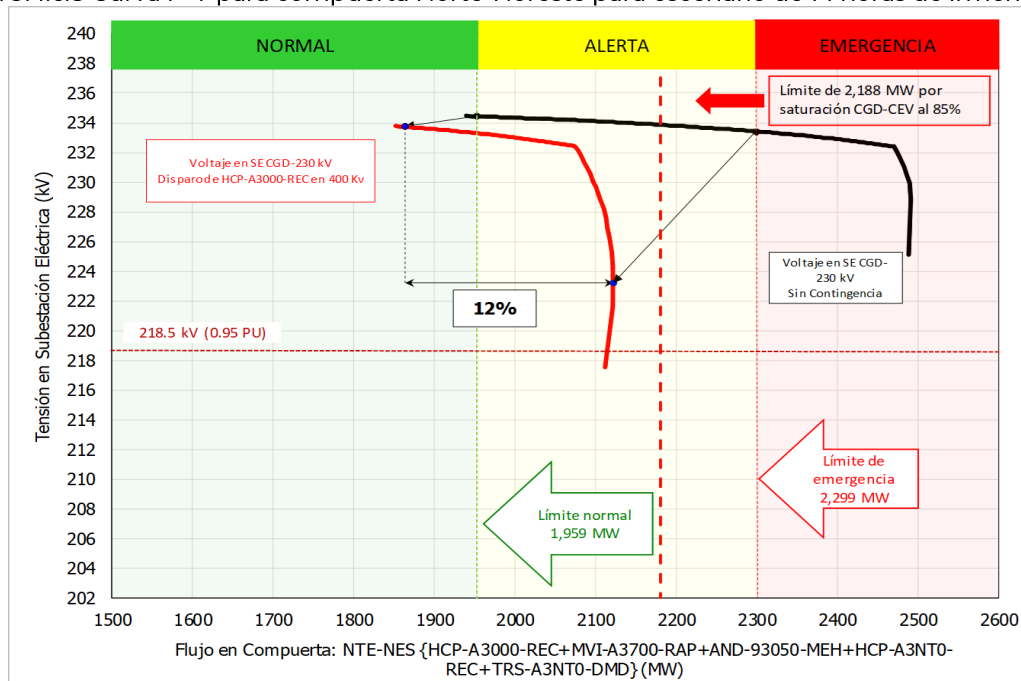
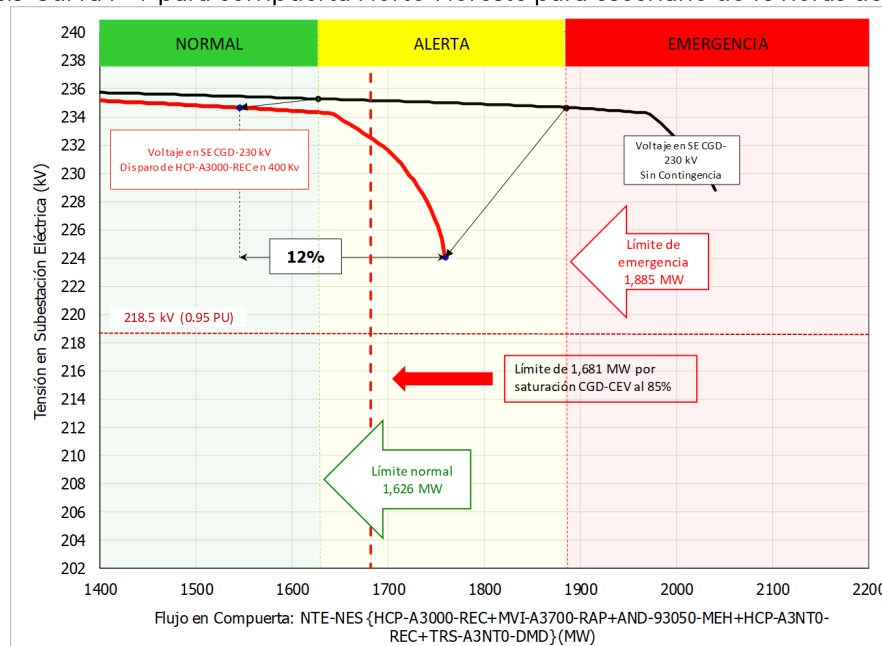


Figura 9.4.6.9 Curva P-V para compuerta Norte-Noreste para escenario de 16 horas de verano 2030


Simulaciones en Estado Estacionario

El Cuadro 9.4.6.13 presenta los flujos de potencia activa y ante contingencias sencillas N-1 en cada compuerta para condiciones estimadas factibles de suceder con una penetración de 1,120 MW de FV en estado de Sonora 1,130 MW, Chihuahua 2,236 MW, Laguna 1,000 MW y Durango 85 MW, y con 1,387 MW de sistemas de almacenamiento asociados a la capacidad

instalada de FV, para ambas condiciones verano e invierno 2030.

Las Figuras 9.4.6.10 9.4.6.11 muestran el diagrama unifilar simplificado con los flujos de potencia activa, potencia reactiva y la tensión en la Red Eléctrica de 230 y 400 kV para el escenario de las 16 horas de verano de 2030 con la Alternativa 1 y 2

Figura 9.4.6.10 Diagrama unifilar con condición de 16 horas de verano 2030 para la Alternativa 1.

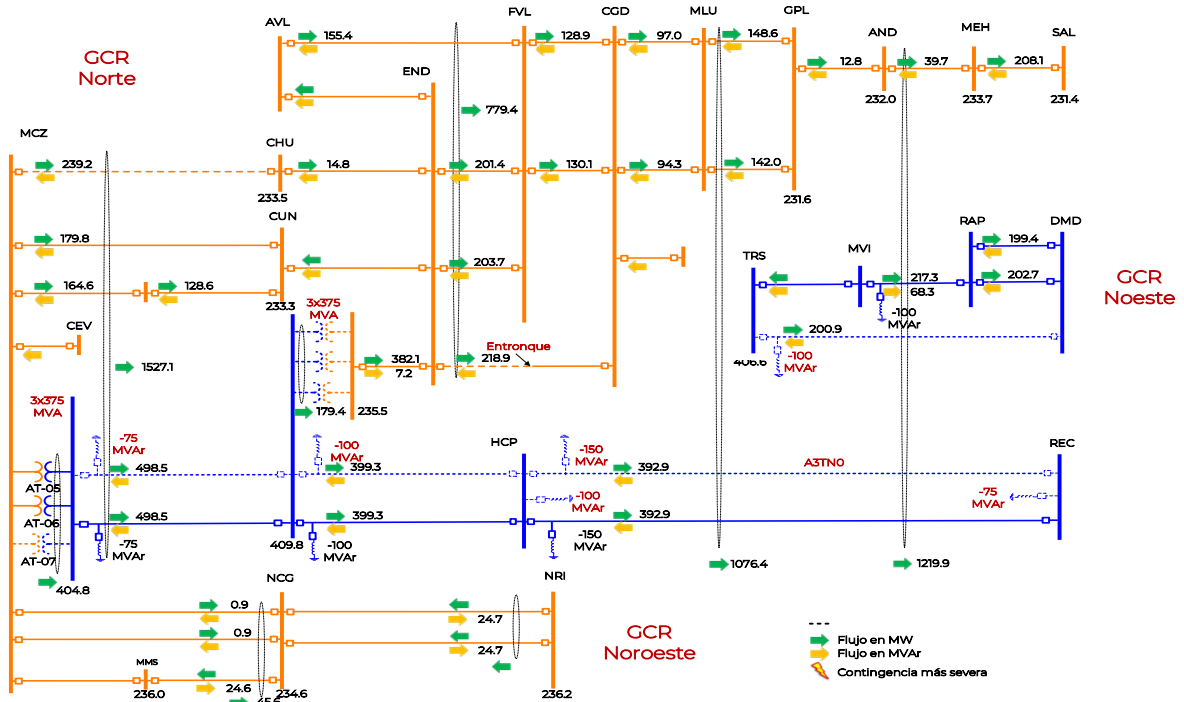
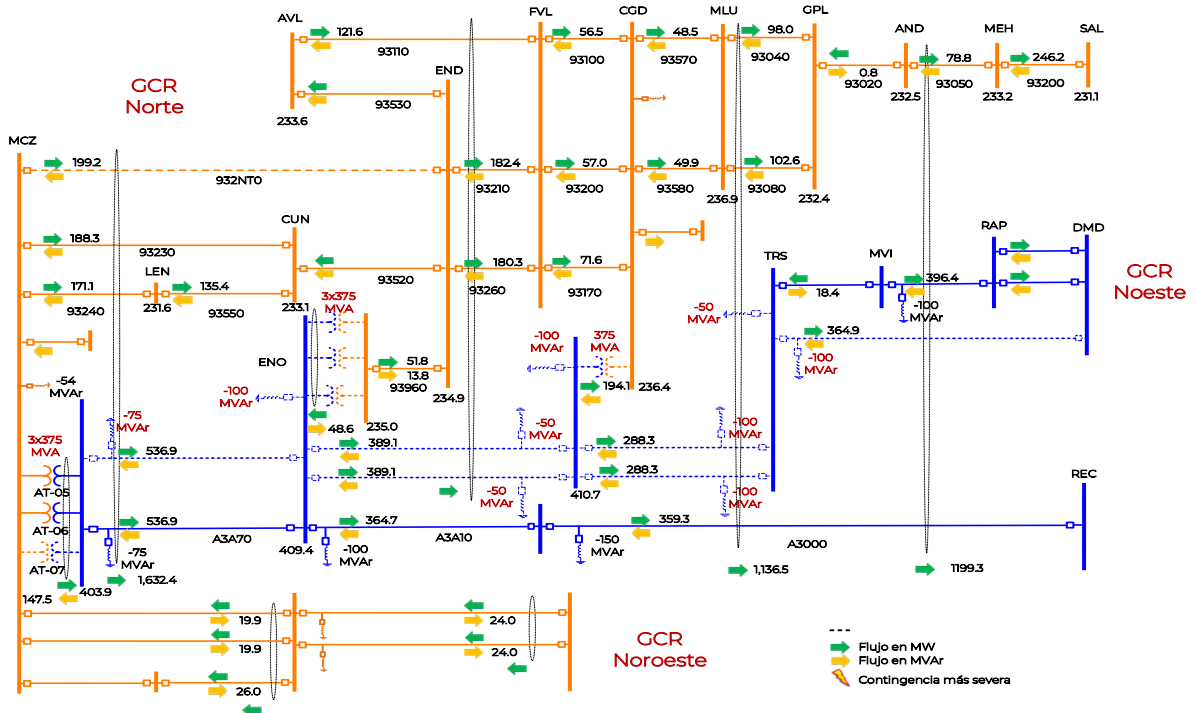


Figura 9.4.6.11 Diagrama unifilar con condición de 16 horas de verano 2030 para la Alternativa 2.



Cuadro 9.4.6.13. Tabla de Flujos potencia activa de Enlaces

Escenario	Compuerta	Flujo en Compuerta (MW) Alternativa A1					Flujo en Compuerta (MW) Alternativa A2				
		Red Completa	Disparo de HCP-REC	Disparo de TRS-DMD	Disparo de TRS-MVI	Disparo de MVI-RAP	Red Completa	Disparo de HCP-REC	Disparo de TRS-DMD	Disparo de TRS-MVI	Disparo de MVI-RAP
Ver 16H	NRI-NCG	115	61	117	110	118	169	105	157	174	156
	NCG-MCZ	46	2	47	41	48	93	37	82	97	81
	MCZ-CUA	1,527	1,527	1,582	1,576	1,584	1,632	1,571	1,621	1,638	1,621
	CUA-FVL	779	859	760	235	756	1,263	1,568	1,205	1,289	1,195
	EXPORTACIÓN CHIHUAHUA	1,076	1,021	1,079	1,070	1,080	1,137	1,072	1,125	1,141	1,124
	NTE-NTE	1,244	1,192	1,199	1,317	1,197	1,199	1,096	1,112	1,235	1,108
Inv 14H	NRI-NCG	112	20	114	110	117	147	49	126	143	124
	NCG-MCZ	301	221	303	300	306	313	227	295	310	294
	MCZ-CUA	1,608	1,519	1,610	1,607	1,613	1,641	1,548	1,621	1,638	1,620
	CUA-FVL	448	575	414	456	406	989	1,454	904	968	888
	EXPORTACIÓN CHIHUAHUA	1,370	1,279	1,373	1,369	1,376	1,413	1,319	1,392	1,408	1,390
	NTE-NTE	1,953	1,867	1,868	1,971	1,860	1,941	1,779	1,796	1,908	1,783

El Cuadro 9.4.6.14 presenta las tensiones en Subestaciones Eléctricas ante las contingencias de Líneas Transmisión de 400 kV para el escenario de las 16 horas de verano 2030 para la Alternativa 1, donde se observa que no se presentan violaciones de Límites Operativo.

Cuadro 9.4.6.14 Tensiones escenario 16 horas verano 2030 con N-1 Alternativa 1.

Niveles de tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona establecida ante contingencias			
Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
HCP (400.0 kV)	1.03	412.7	Caso sin contingencia
END (230.0 kV)	1.02	235.0	Caso sin contingencia
	1.01	233.2	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
ENO (230.0 kV)	1.02	235.1	Caso sin contingencia
	1.01	233.2	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
ENO (400.0 kV)	1.02	409.8	Caso sin contingencia
	1.01	404.4	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
FVL (230.0 kV)	1.02	234.5	Caso sin contingencia
	1.01	233.2	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
MVI (400.0 kV)	1.02	407.1	Caso sin contingencia
	1.01	402.4	Salida de LT TRS-A3A40-MVI - 400 kV

El Cuadro 9.4.6.15 presenta las tensiones en Subestaciones Eléctricas ante las contingencias de Líneas Transmisión de 400 kV para el escenario de las 14 horas de invierno 2030 para la Alternativa 1, donde se observa que no se presentan violaciones de Límites Operativo.

Cuadro 9.4.6.15 Tensiones escenario 14 horas verano 2030 con N-1 Alternativa 1.

Niveles de tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona establecida ante contingencias			
Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
HCP (400.0 kV)	1.03	411.1	Caso sin contingencia
	0.97	386.8	Salida de LT HCP-A3000-REC - 400 kV
DMD (400.0 kV)	1.02	408.8	Caso sin contingencia
	1.02	407.2	Salida de LT MVI-A3700-RAP - 400 kV
ENO (400.0 kV)	1.02	409.3	Caso sin contingencia
	1.00	400.7	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
MVI (400.0 kV)	1.01	405.5	Caso sin contingencia
	1.00	398.2	Salida de LT TRS-A3A40-MVI - 400 kV
TRS (400.0 kV)	1.02	406.7	Caso sin contingencia
	1.01	402.2	Salida de LT MVI-A3700-RAP - 400 kV
RAP (400.0 kV)	1.02	409.4	Caso sin contingencia
	1.02	408.3	Salida de LT TRS-A3NT0-DMD + TRS-NT - 400 kV
MCZ (400.0 kV)	1.02	408.8	Caso sin contingencia
	1.01	405.0	Salida de LT ENO-A3A70-MCZ - 400 kV
AVL (230.0 kV)	1.02	234.7	Caso sin contingencia
	1.01	231.8	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
END (230.0 kV)	1.02	235.0	Caso sin contingencia
	1.01	231.7	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
ENO (230.0 kV)	1.02	235.0	Caso sin contingencia
	1.01	231.6	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV
FVL (230.0 kV)	1.02	235.0	Caso sin contingencia
	1.01	232.4	Salida de LT HCP-A3A10-ENO - 400 kV

Simulaciones de Estabilidad Transitoria

Para las simulaciones de estabilidad transitoria⁶⁵ se realizaron diversas contingencias sencillas a los diferentes escenarios y ambas Alternativas de solución.

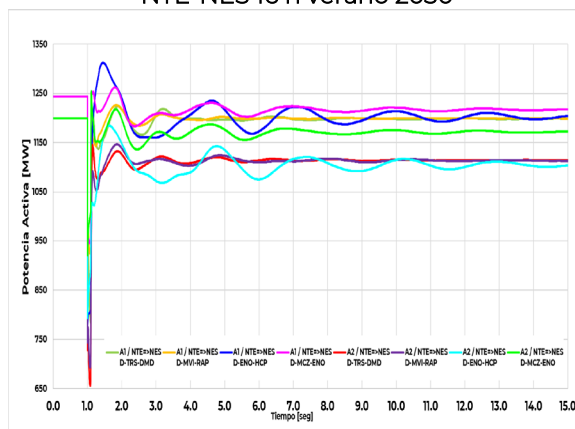
⁶⁵ Dado que los escenarios a 2030 tienen modelado las Centrales Eléctricas FV los Sistemas de Almacenamiento con Baterías, los STATCOM del proyecto I20-SIN, se pueden

apreciar en algunos gráficos una leve falta de una sintonización adecuada porque no se han ajustado en sitio.

- Se simulan salidas de línea de transmisión en el nivel de tensión de 400 kV ante falla trifásica y liberación en 100ms.
 - Disparo de LT Torreón Sur a Derramadero (TRS-DMD)
 - Disparo de LT Maniobras Villanueva a Ramos Arizpe Potencia (MVI-RAP)
 - Disparo de LT El Encino a Hércules Potencia (ENO-HCP)
 - Disparo de LT Moctezuma a El Encino (MCZ-ENO)

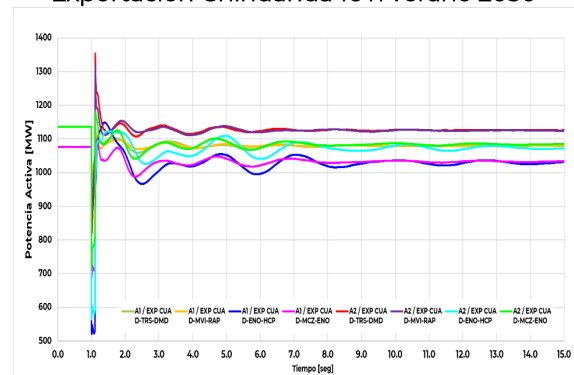
La Figura 9.4.6.12 muestra el comportamiento del enlace NTE-NES antes las contingencias descritas para el escenario de las 16 horas de verano 2030 para las Alternativas 1 y 2, no se observan problemáticas en este corredor de transmisión.

Figura 9.4.6.12 flujo de potencia activa del enlace NTE-NES 16 h verano 2030



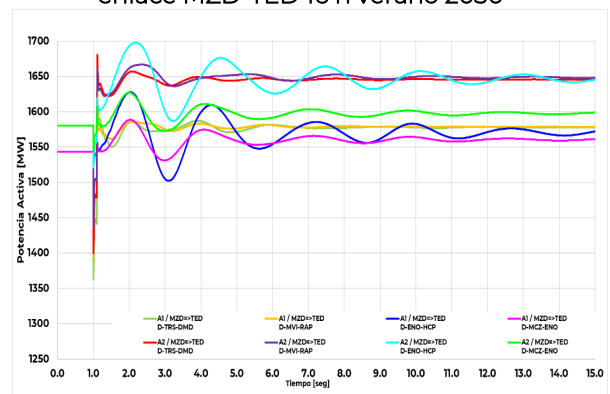
La Figura 9.4.6.13 muestra el comportamiento del enlace Exportación Chihuahua antes las contingencias descritas para el escenario de las 16 horas de verano 2030 para las Alternativas 1 y 2, no se observan problemáticas en este corredor de transmisión.

Figura 9.4.6.13 flujo de potencia activa del enlace Exportación Chihuahua 16 h verano 2030



La Figura 9.4.6.14 muestra el comportamiento del enlace Mazatlán Dos a Tepic Dos antes las contingencias descritas para el escenario de las 16 horas de verano 2030 para las Alternativas 1 y 2, no se observan problemáticas en este corredor de transmisión.

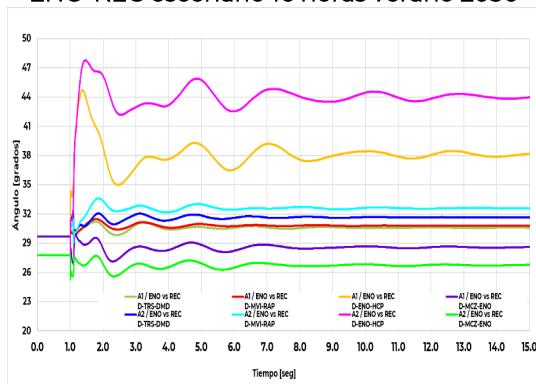
Figura 9.4.6.14 flujo de potencia activa del enlace MZD-TED 16 h verano 2030



Con la alta transferencia de flujo de potencia activa por las compuertas de transmisión, se gráfica la diferencia angular entre las SE El Encino y Río Escondido (ENO-REC) dada la longitud que presenta la compuerta en sus Líneas de Transmisión con más de 550 km y ver el impacto para el cierre ante disparo o mantenimiento en las Líneas de Transmisión en dicho corredor para las Alternativas 1 y 2. Se observa que ante el disparo de Líneas de Transmisión en entre

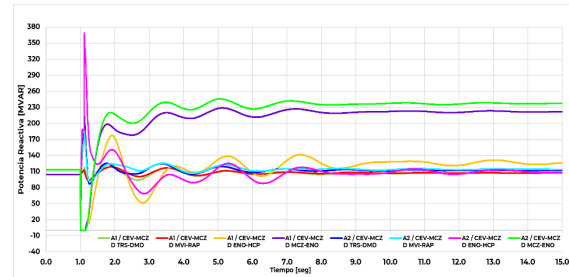
las SE ENO y REC se presenta la mayor apertura post-contingencia, pero no excede en los casos los 45°.

Figura 9.4.6.15 Diferencia angular entre las SE ENO-REC escenario 16 horas verano 2030



La Figura 9.4.6.16 muestra el comportamiento de la potencia reactiva del CEV de la SE Moctezuma, se observa que ante las contingencias de la Línea de Transmisión Moctezuma-El Encino en 400 kV responde correctamente a los requerimientos de potencia reactiva para el soporte de la contingencia y la condición post-contingencia.

Figura 9.4.6.16 Potencia reactiva (MVar) del CEV de la SE Moctezuma escenario 16 horas verano 2030.



P23-NTI Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV

Diagnóstico operativo.

La ZOT Laguna atiende el Suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo, San Pedro, Francisco I. Madero y Matamoros. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en 400, 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas de la las ZOT (red anillada). La alimentación principal de la ZOT es a través de una Subestación Eléctrica que cuentan con transformación 400/115 y tres Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV, para un total de 1,175 MVA de capacidad nominal actuales (Figura 9.4.7.1).

Figura 9.4.7.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de Zona de Operación Transmisión Laguna.



La demanda máxima de la ZOT Laguna en 2022 fue de 1,265 MW sin considerar las pérdidas en el sistema, para el 2027, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación 2023-2037 (PDS) publicado por el CENACE se pronostica una carga máxima en la zona de 1,456 MW lo que representa un incremento de carga promedio del 2.3 % por año (Figura 9.4.7.2).

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 ZOT Camargo, por la compuerta Camargo Dos (CGD)-Gómez Palacio (GPL). En la Red Eléctrica de 115 kV de la SE GPL se encuentra la Central Eléctrica (CE) Ciclo Combinado (CC) Iberdrola Laguna (IEL) de 543 MW de Capacidad Neta, actualmente ante diferentes despachos de generación de la CE CC IEL, al evaluar el disparo de medio ciclo de la CE IEL 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 ZOT Laguna. Como manera preventiva se realiza la estrategia de seccionar la Red Eléctrica, con la apertura de hasta 11 Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica en 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia.

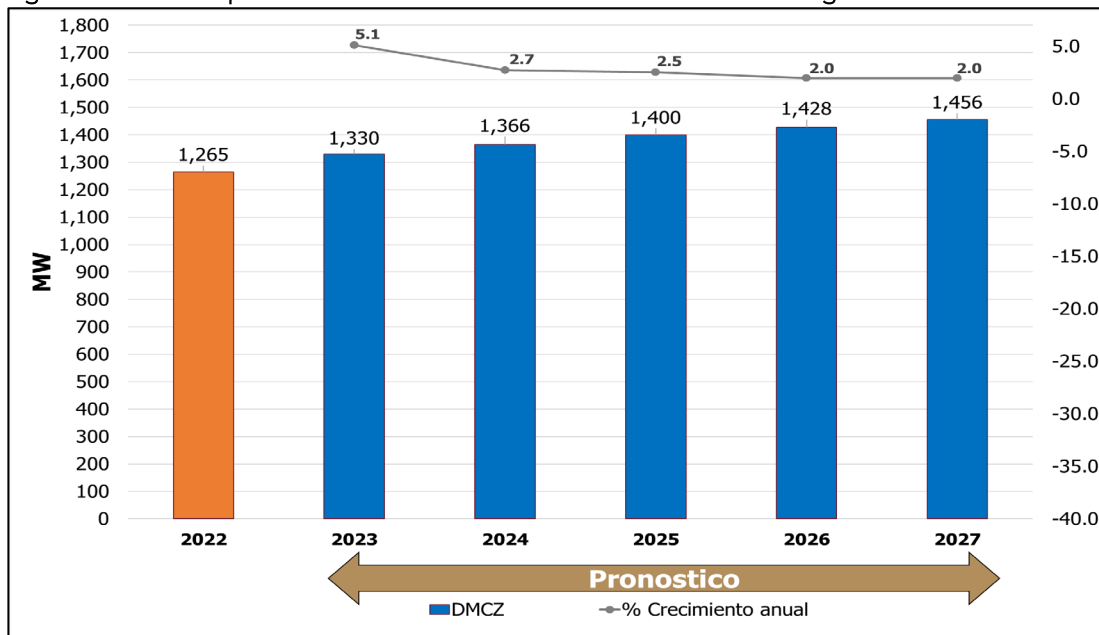
Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto Zona La Laguna (P16-NTI) el cual consiste en la instalación de un nuevo banco de transformación de 375 MVA, de 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva LT y la recalibración de otras Líneas de Transmisión en la Red 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 en operación estimada para agosto de 2024.

De acuerdo con el PDS 2023-2037 y considerando un bajo despacho en la generación de la CE CC IEL y una vez considerando el proyecto P16-NTI para el

verano de 2027 se presenta la necesidad de la instalación de bancos de capacitores en 115 kV.

En la Figura 9.4.7.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la ZOT Laguna en 2022; así como una proyección los próximos años.

Figura 9.4.7.2. Comportamiento de la demanda máxima de la ZOT Laguna en PDS 2023-2037.



De acuerdo con los pronósticos de demanda para el 2027, ante la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica asociada ocasionaría tensiones fuera de Límites Operativos permisibles y este empeorará para los siguientes años.

Para el escenario de demanda máxima de 2027 se presentarían bajas tensiones ante contingencia, lo que llevaría afectaciones de carga ante la ocurrencia de alguna contingencia (N-1) en demandas altas.

Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año.

Por la identificación de bajas tensiones se presenta la necesidad de la instalación de

compensación reactiva capacitiva con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a Centros de Carga industriales actuales y nuevos; así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos, tensiones fuera de límites permisibles operativos y posterior colapso de la ZOT, es necesario adicionar bancos de capacitores para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. En la Figura 3, se presenta el diagrama unifilar de la Zona Laguna para el año 2027.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

El proyecto Soporte de tensión en ZOT Laguna, consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE San Pedro.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE John Deere.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Viñedos.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Bermejillo.
- Incremento de banco de capacitores de 7.5 MVAR a 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Parras.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE San Pedro para la conexión del banco de capacitores.
- Un alimentador en 115 kV en la SE John Deere para la conexión del banco de capacitores.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Viñedos para la conexión del banco de capacitores.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Bermejillo para la conexión del banco de capacitores.

Alternativa 2

Compensación:

- Un STATCOM en 115 kV con capacidad de potencia reactiva de +/- 30 MVAR de capacidad en la SE Viñedos.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE John Deere.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Bermejillo.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Viñedos para la conexión del STATCOM.
- Un alimentador en 115 kV en la SE John Deere para la conexión del banco de capacitores.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Bermejillo para la conexión del banco de capacitores.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En la Figura 9.4.7.4 y 9.4.7.5 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 1 y 2 respectivamente.

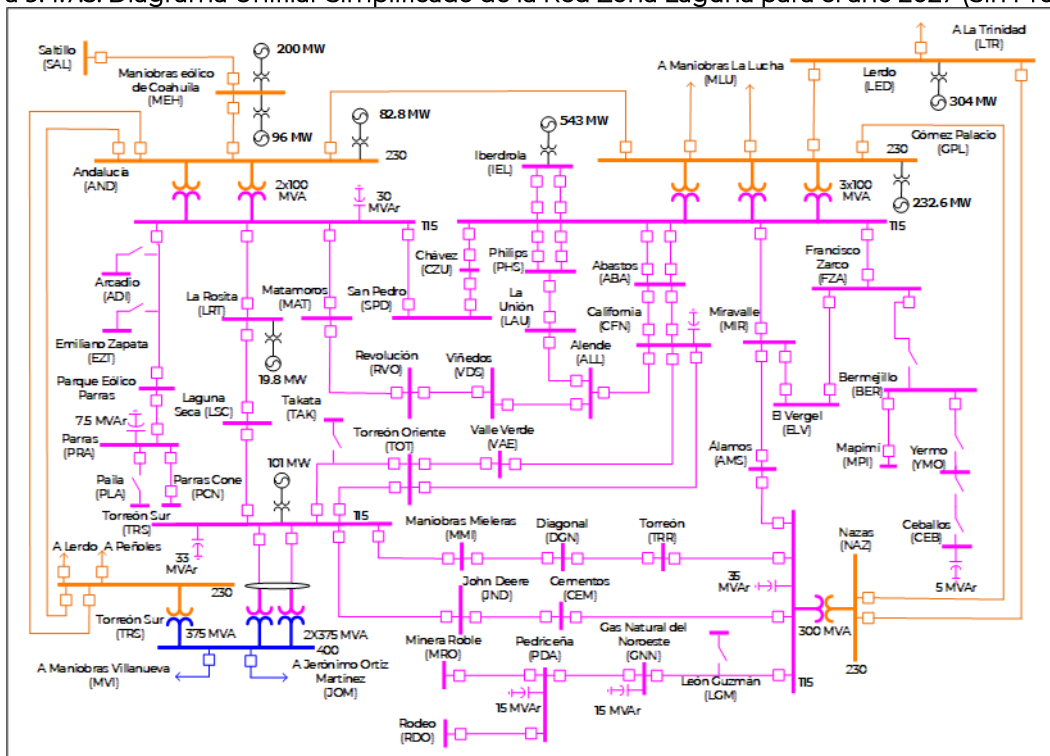
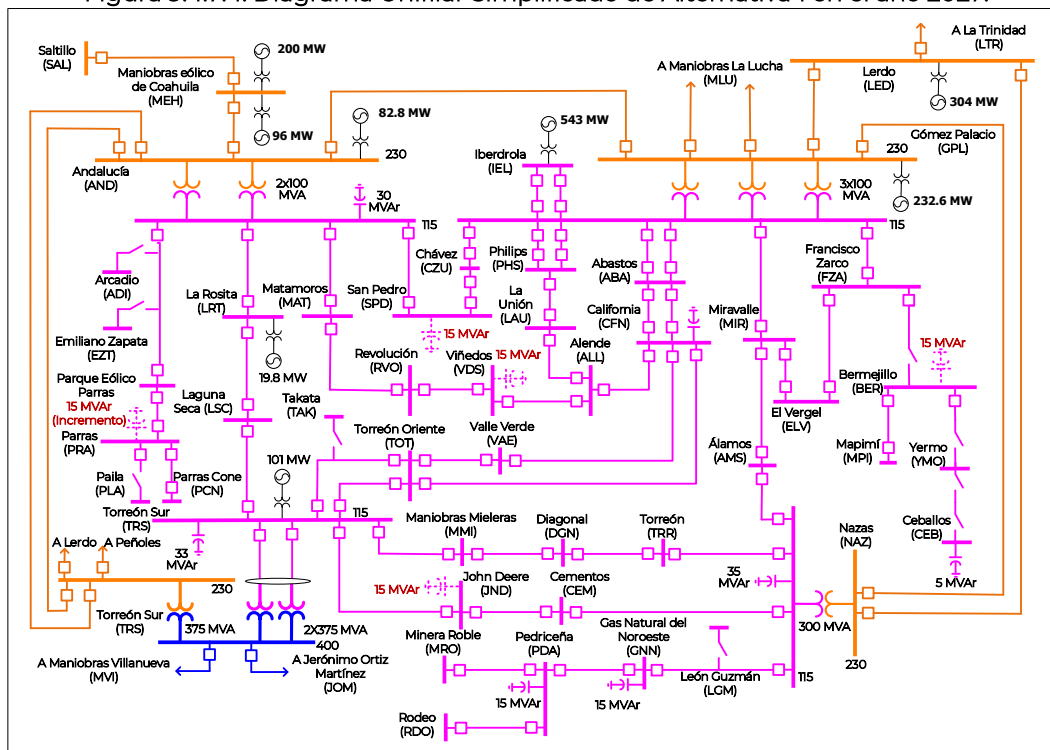
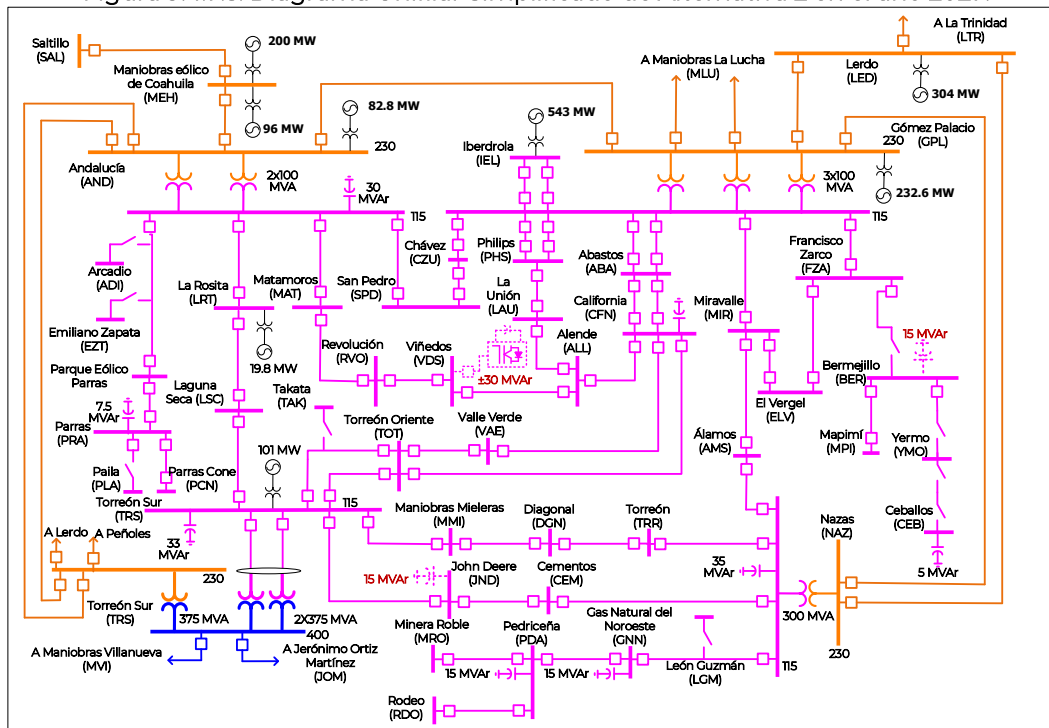
Figura 9.4.7.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Red Zona Laguna para el año 2027 (Sin Proyecto).

Figura 9.4.7.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1 en el año 2027.


Figura 9.4.7.5. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2 en el año 2027.


Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

2022 (9.06 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 186.55 millones de pesos de

El Cuadro 9.4.7.1 y 9.4.7.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.7.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Pedro MVA	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
John Deere MVA	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Viñedos MVA	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Bermejillo MVA	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Parras (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-27
Total			67.5		

Cap. Capacitivo

Cuadro 9.4.7.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Pedro	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
John Deere	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Viñedos	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Bermejillo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Total		4			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **279.72 millones de pesos de 2022** (13.58 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

El Cuadro 9.4.7.3 y 9.4.7.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.7.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Viñedos STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.)/30(Cap.)	abr-26	abr-27
John Deere MVar	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Bermejillo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Total			90.0		

Cap. Capacitivo

Cuadro 9.4.7.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Viñedos	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
John Deere	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Bermejillo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Total		3			

Indicadores técnicos y económicos.

De acuerdo con los estudios realizados, se detectó que para el 2027 el problema para atender el Suministro de Energía Eléctrica de la ZOT Laguna son las bajas tensiones. De acuerdo con el Pronóstico de la Demanda por Subestación 2023-2037, publicado por el CENACE, se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR) y mayores pérdidas en el SEN principalmente en demandas altas.

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad en el Suministro de energía eléctrica y se podrá satisfacer la demanda de la zona.

Sin el proyecto, en la Figura 9.4.7.6, se muestran las condiciones operativas pre-contingencia en el escenario de verano de 2027 en la ZOT Laguna.

En la Figura 9.4.7.7 se muestra el caso sin proyecto en condiciones post-contingencia donde se observan bajas tensiones en las SE Pedriceña, Minera Roble y Rodeo, para los próximos años estas tensiones empeorarán y se presentarán otras SE con problemas de bajas tensiones como Parras, Bermejillo Matamoros, Revolución y Viñedos.

contingencia respectivamente, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

En las Figuras 9.4.7.10 y 9.4.7.11 se muestra la Alternativa 2 en condiciones pre y post-contingencia respectivamente, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

En las Figuras 9.4.7.8 y 9.4.7.9 se muestra la Alternativa 1 en condiciones pre y post-

Figura 9.4.7.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la ZOT Laguna en 2027 (Sin Proyecto).

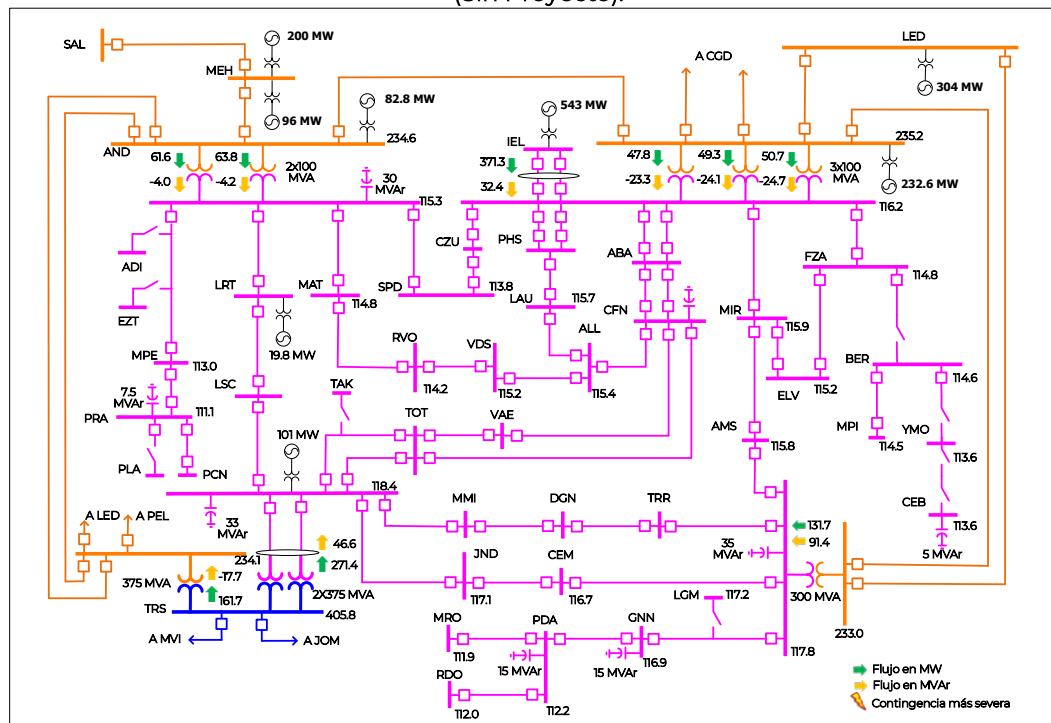


Figura 9.4.7.7. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Laguna en 2027 (Sin proyecto).

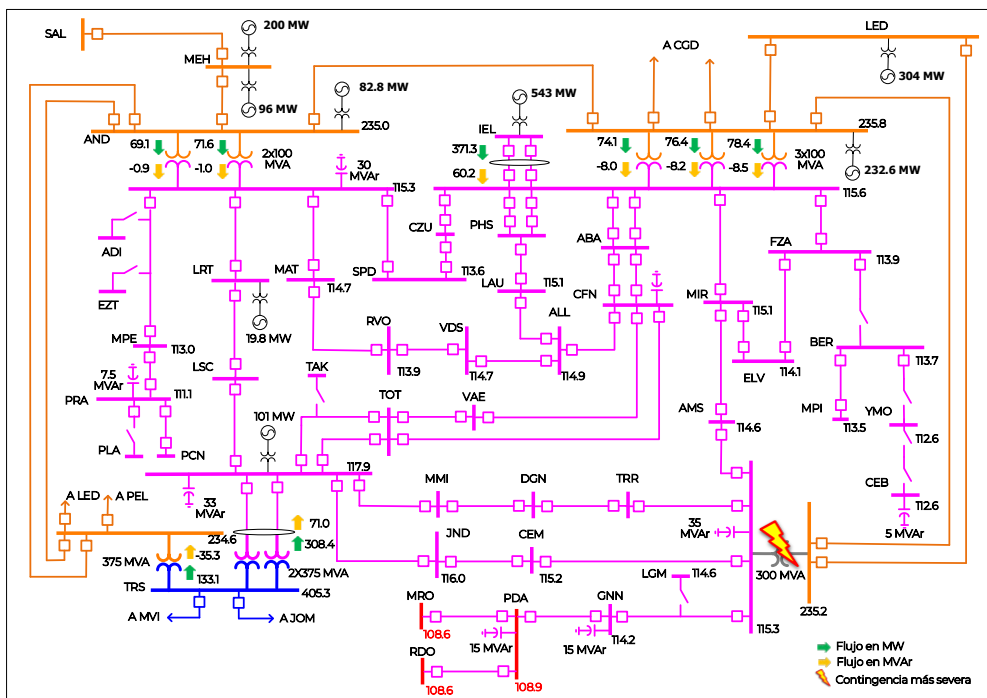


Figura 9.4.7.8. Condiciones operativas pre-contingencia en la ZOT Laguna en 2027 (Alternativa 1).

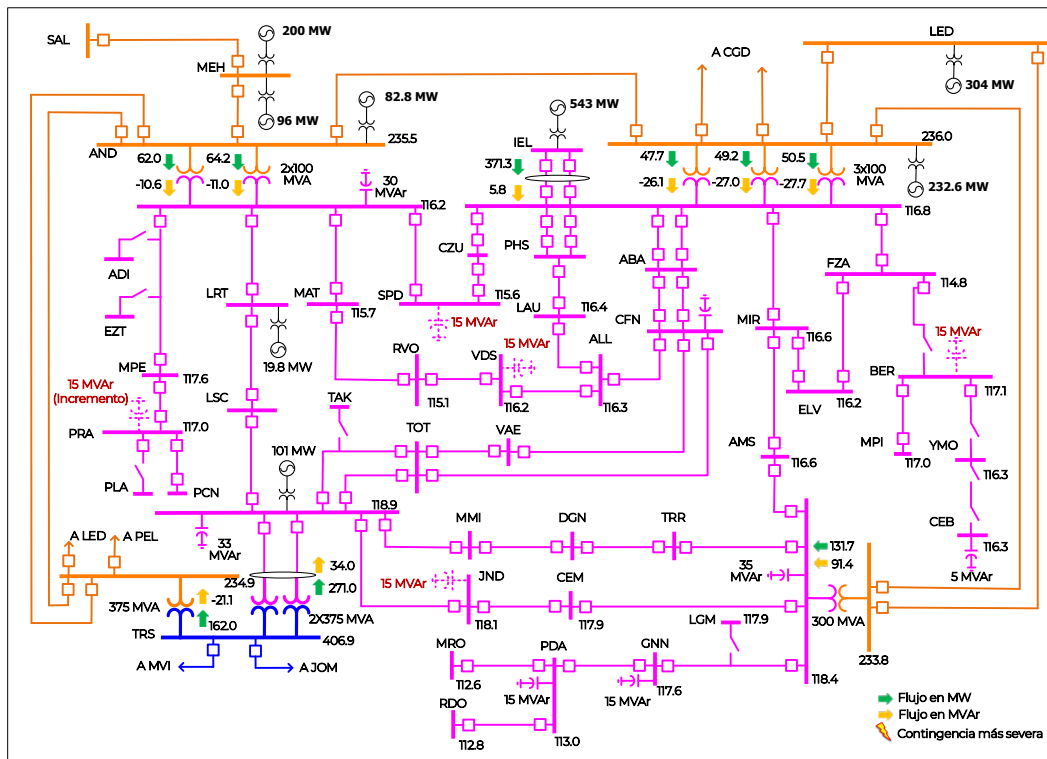


Figura 9.4.7.9. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Laguna en 2027 (Alternativa 1).

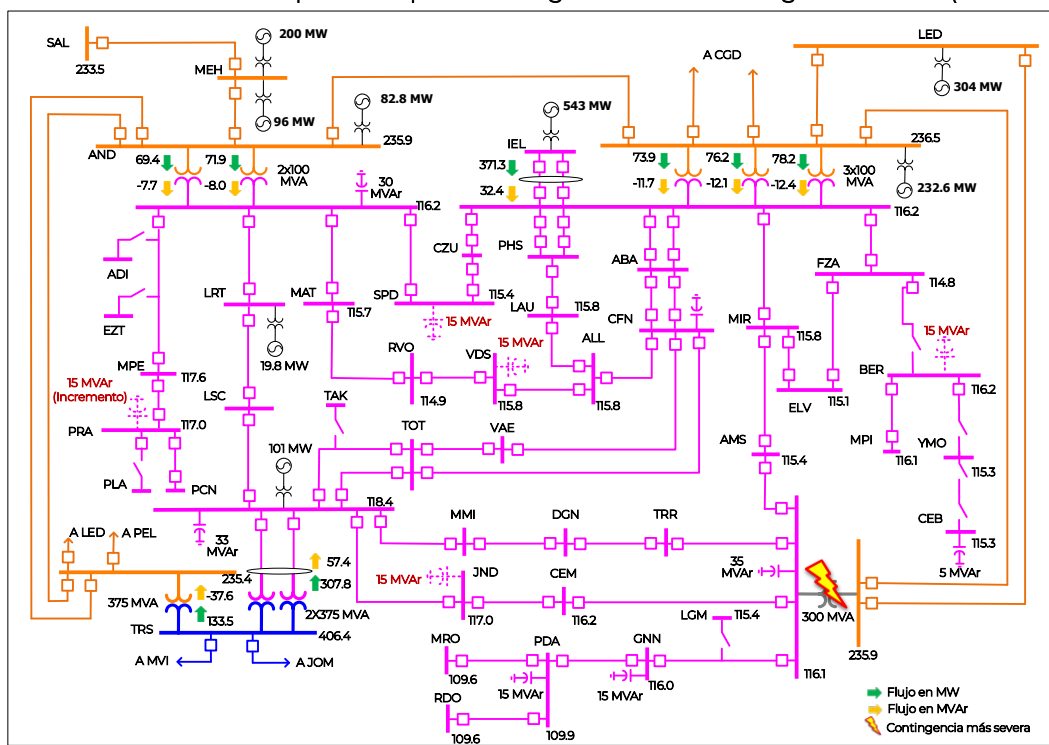


Figura 9.4.7.10. Condiciones operativas pre-contingencia en la ZOT Laguna en 2027 (Alternativa 2).

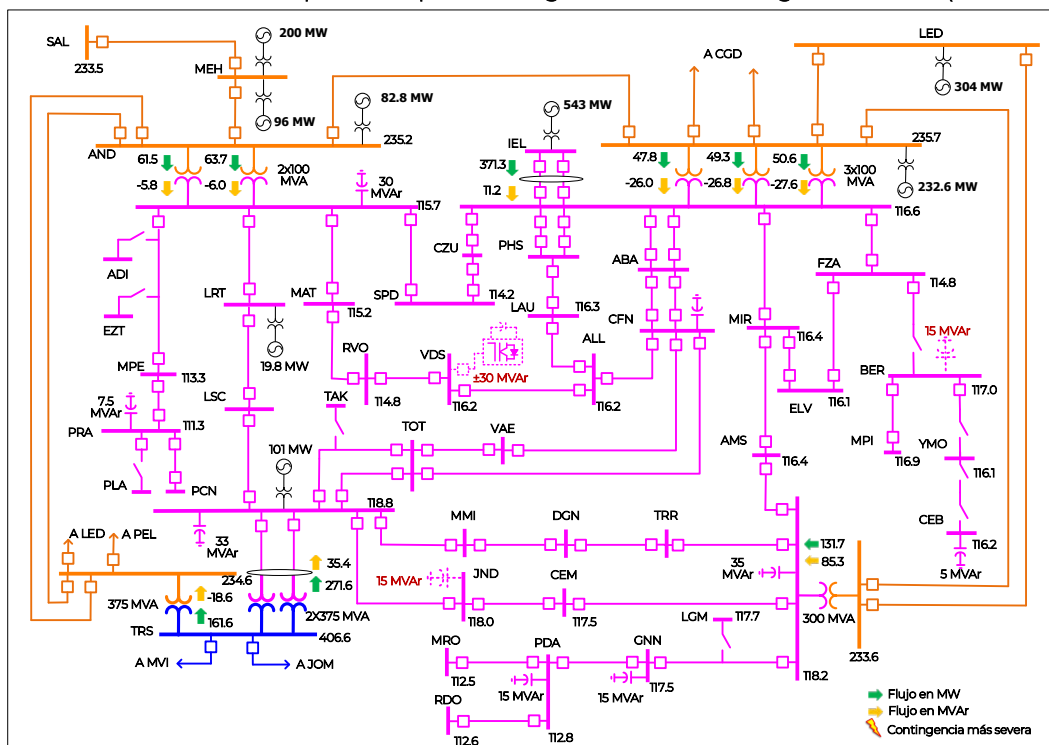
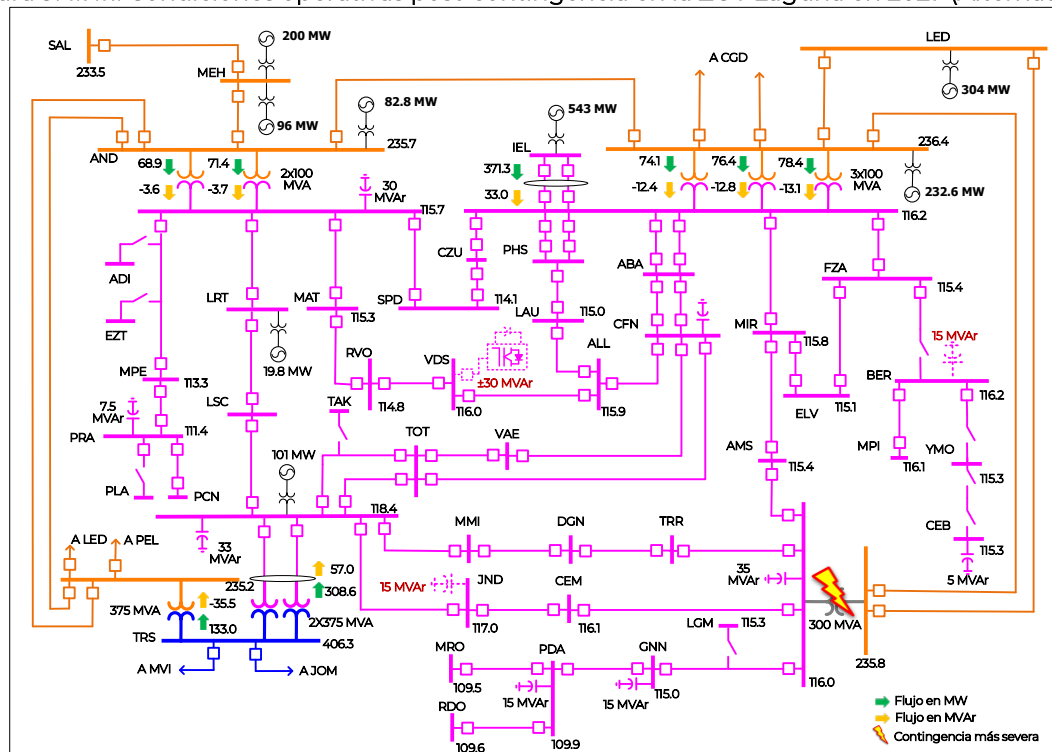


Figura 9.4.7.11. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Laguna en 2027 (Alternativa 2).



En los Cuadros 9.4.7.5 y 9.4.7.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

pérdidas I²R en el SIN calculadas para el escenario de estudio sin considerar ninguna de las Alternativas son 1521.8 MW, para el caso considerando las obras de la Alternativa 1 y 2 son 1521.0 y 1521.3 MW respectivamente. Resultando con menor cantidad de pérdidas I²R la Alternativa 1.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo. Las

Cuadro 9.4.7.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1
Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
116.88	124.15	342.3	102.16	169.1	240.15	1.42

Cuadro 9.4.7.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
146.1	124.15	371.52	109.37	252.64	262.1	1.04

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.7.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

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 de la ZOT Laguna.

Cuadro 9.4.7.7. 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 I ² R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	186.55	279.72
Relación Beneficio/Costo	1.42	1.04

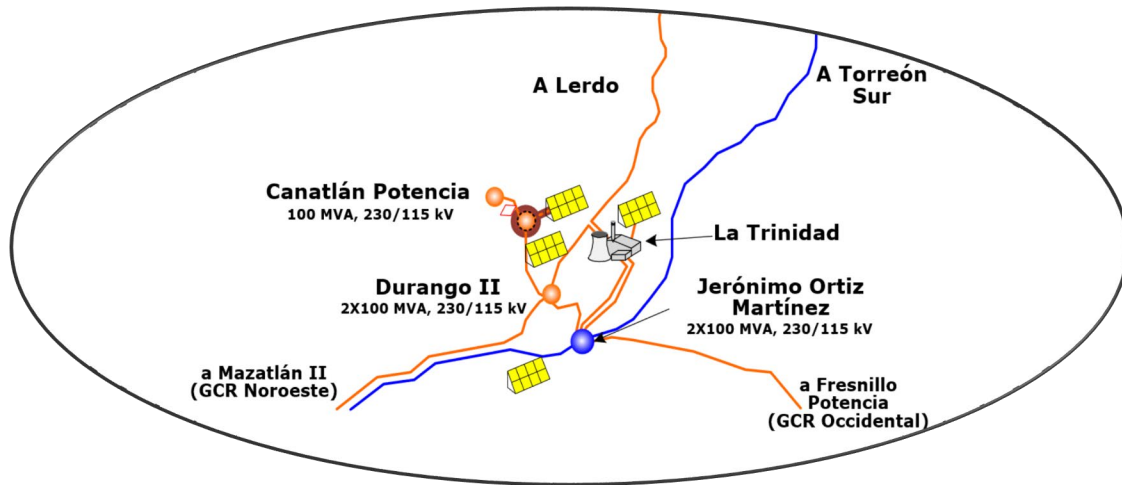
P23-NT2 Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV

Diagnóstico operativo.

La ZOT Durango atiende el suministro de energía eléctrica del estado de Durango, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en 400, 230 y 115 kV que interconectan Subestaciones Eléctricas que la constituyen. La alimentación principal de la ZOT es a través de 3 Subestaciones

Eléctricas que cuentan con transformación 230/115 kV, las cuales son: la SE Durango Dos que cuenta con dos bancos de transformación de 100 MVA, 230/115 kV, la SE Jerónimo Ortiz Martínez cuenta con dos bancos de transformación de 100 MVA, 230/115 kV y la SE Canatlán Potencia con un banco de transformación 100 MVA, 230/115 kV, para una capacidad total instalada en la ZOT Durango de 500 MVA, para alimentar cargas de tipo industrial, minera, comercial, y residencial del municipio de Durango del estado de Durango. (Figura 9.4.8.1).

Figura 9.4.8.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de Zona de Operación Transmisión Durango.



La demanda máxima de la ZOT Durango en 2022 fue de 347 MW sin considerar pérdidas en el Sistema, para el 2027, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación 2023-2037 (PDS) publicado por el CENACE, se pronostica una carga máxima en la zona de 370 MW lo que representa un incremento de carga promedio del 1.3 % por año (Figura 9.4.8.2).

La carga del municipio de Vicente Guerrero y la mayoría de la carga minera de la Red Eléctrica de 115 kV de la ZOT de interés se encuentra alimentada desde la SE Durango Dos (DGD), por la LT Cuadro de Maniobras International Wire (CMI)-73540-Vicente Guerrero (VGR), al no contar con la LT se dejan de suministrar las SE Vicente Guerrero (VGR), Cuadro de Maniobras la Parrilla (CMP), Charcos (CHA), Chalchihuites (CHL), Sombrerete (SOM), Minera del Toro (MDT), La Colorada (LCO), Sabinas (SAB), La Parrilla (LPA) y San Martín (MRT) que se alimentan normalmente en forma radial desde la SE DGD. Esto genera que ante contingencia o licencia se tenga que realizar transferencia de carga o tener afectación de aproximadamente 55 MW. Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango (M20-NT2) el cual consiste recalibración de

LT en 115 kV y la instalación de nuevos interruptores para poder anillar la Red Eléctrica entre las SE Jerónimo Ortiz Martínez y Durango Dos.

De acuerdo con los pronósticos de demanda para el 2027, ante la pérdida de la LT CMI-73540-VGR ocasiona tensiones fuera de Límites Operativos permisibles. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año.

Actualmente existen solicitudes de carga en la región de tipo industrial, incrementos de carga minera y de tipo residencial que se alimentan en nivel de 115 kV. Para el verano de 2027 se visualizan problemas de bajas tensiones en la zona, al no contar con una propuesta de obra, se deberán tomar previsiones para suministrar la demanda de energía eléctrica. Estas van desde la operación con bajos niveles de tensión afectando la Calidad del Suministro, hasta la construcción de obras provisionales que resultan en mayores costos de inversión.

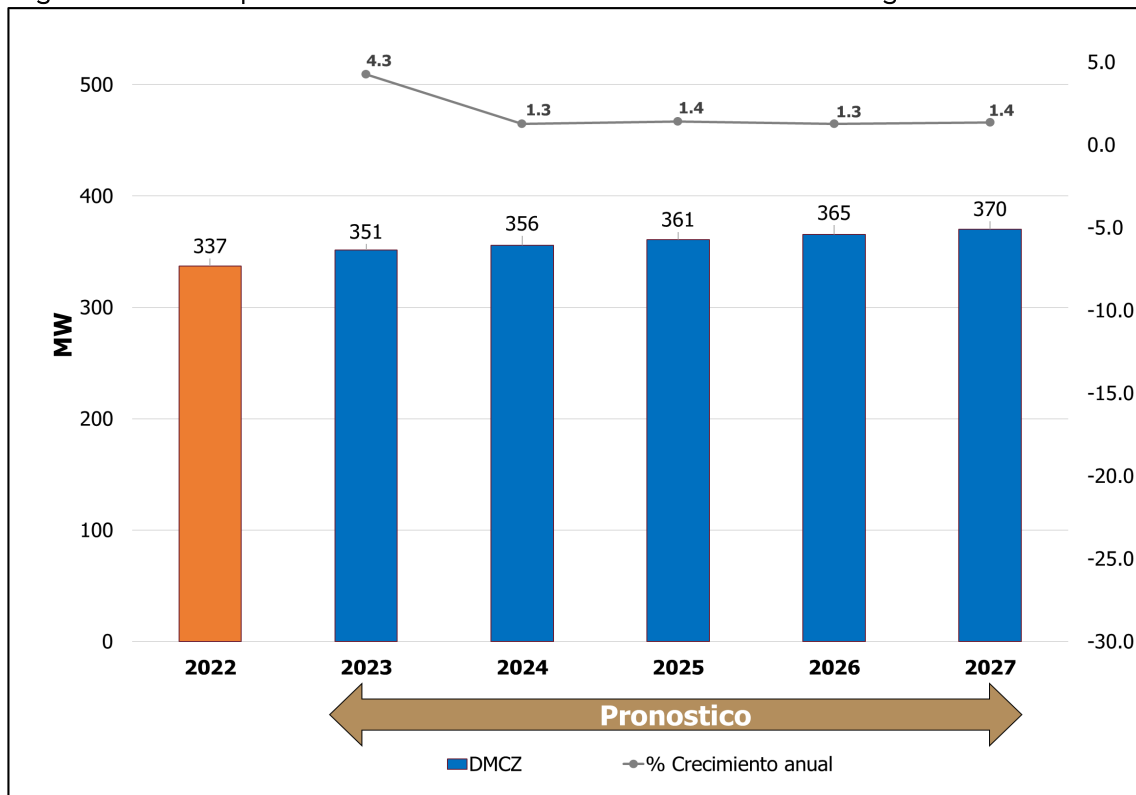
Por otra parte, en caso de que no se cuente con los recursos necesarios para realizar

obras provisionales, se realizarán cortes de carga en los períodos que sea necesario para salvaguardar la integridad del Sistema y la Calidad del Suministro, además de que no se podrá atender nuevas solicitudes de proyectos de carga. Esto representaría un freno a la economía del estado de Durango, con el consiguiente impacto social y político por no permitir la creación de fuentes de empleos fijos y formales, además de la baja Confiabilidad en el sistema.

Con el fin de soportar diferentes contingencias (n-1) y atender el Suministro Eléctrico en la región, se hace necesario realizar una propuesta de obra.

En la Figura 9.4.8.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la ZOT Durango en 2022; así como una proyección para 2027.

Figura 9.4.8.2. Comportamiento de la demanda máxima de la ZOT Durango en PDS 2023-2037



Por la identificación de bajas tensiones en condiciones para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a actuales y nuevos Centros de Carga industriales; 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 adicionar bancos de capacitores para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

El proyecto Soporte de tensión en ZOT Durango, consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Jerónimo Ortiz Martínez.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Amado Nervo.
- Incremento del banco de capacitores de 7.5 MVar a 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Vicente Guerrero.
- Incremento del banco de capacitores de 7.5 MVar a 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Sombrerete

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Jerónimo Ortiz Martínez para la conexión del banco de capacitores.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Amado Nervo para la conexión del banco de capacitores.

Alternativa 2

Compensación:

- Un STATCOM en 115 kV con capacidad de potencia reactiva de +/- 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Vicente Guerrero.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Vicente Guerrero para la conexión del STATCOM.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En la Figura 9.4.8.3, a 9.4.8.5 se muestra la ZOT Durango sin obras de refuerzo, con obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 1 y 2 respectivamente.

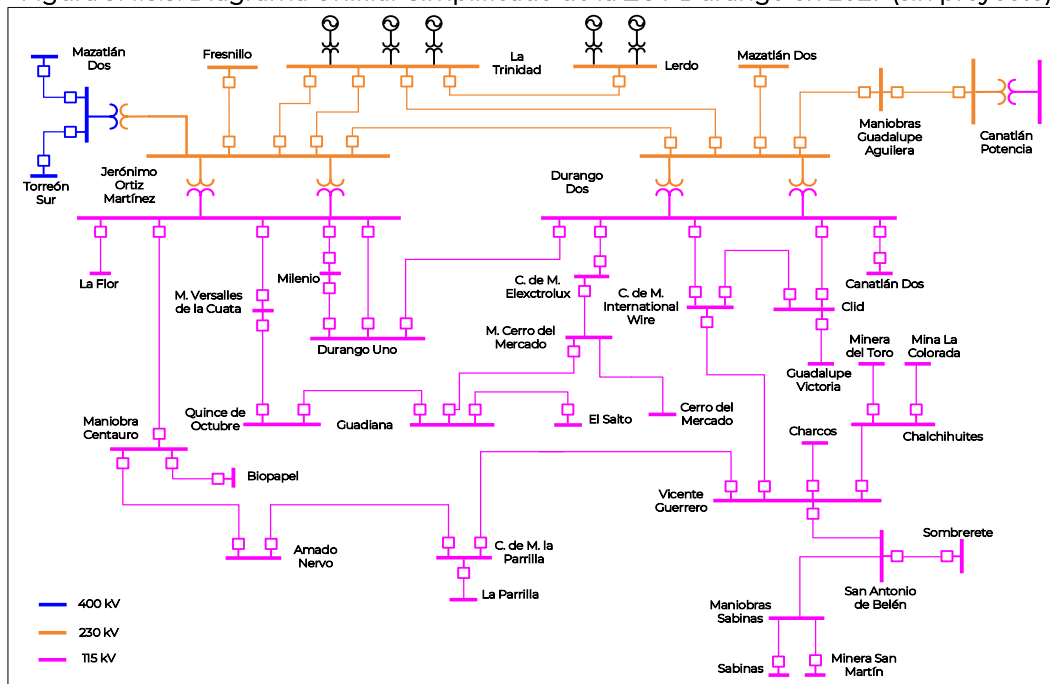
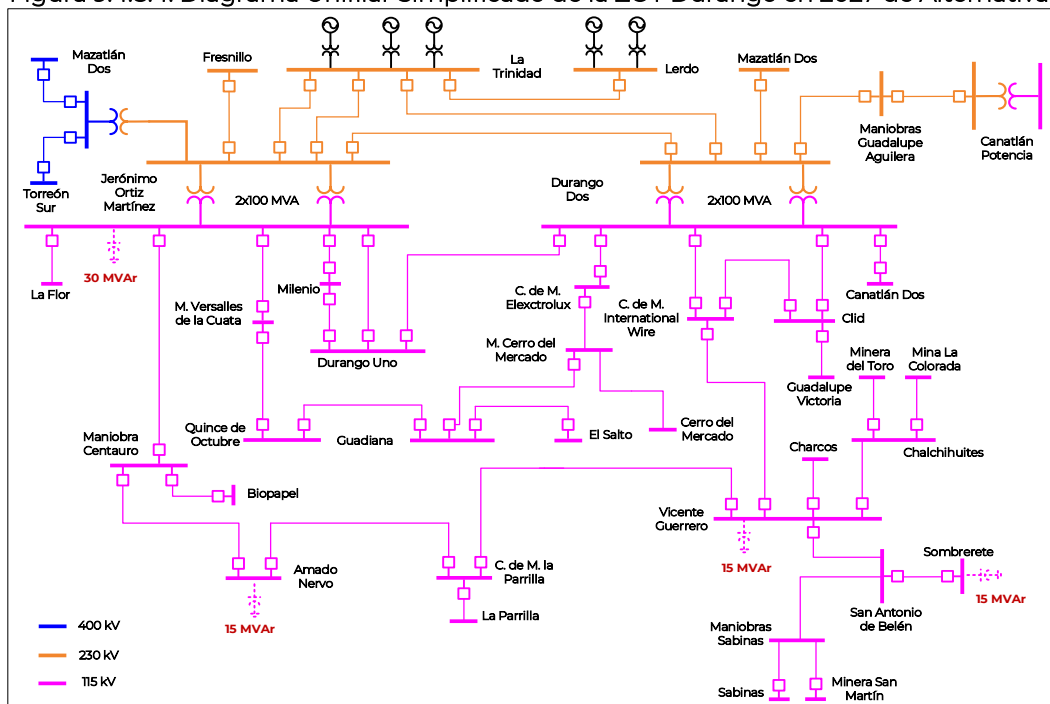
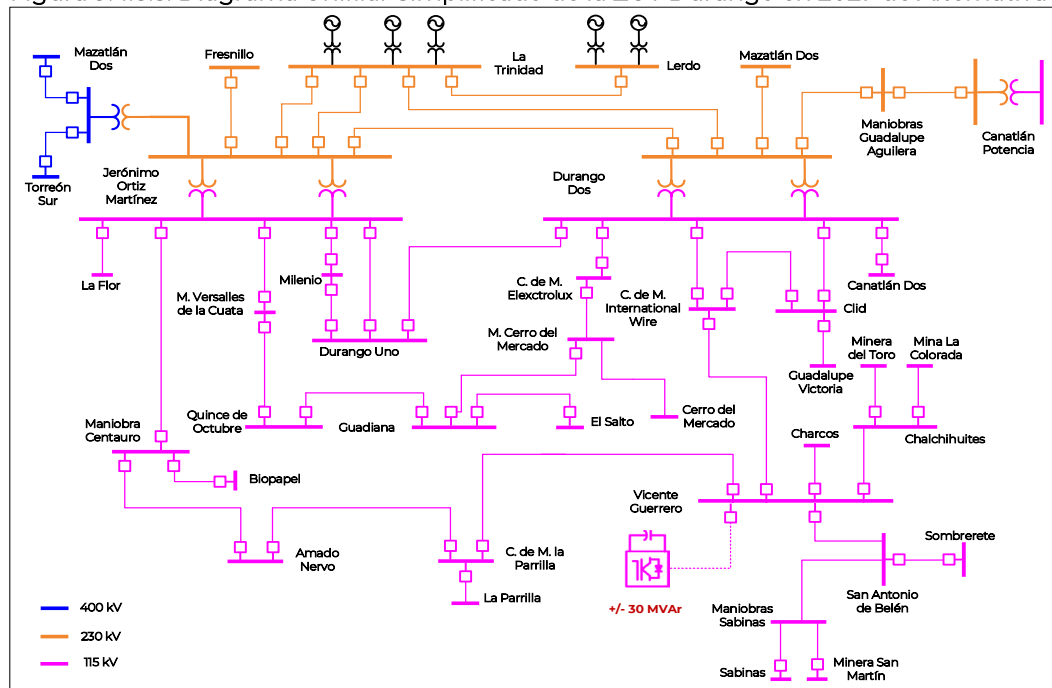
Figura 9.4.8.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la ZOT Durango en 2027 (sin proyecto)

Figura 9.4.8.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la ZOT Durango en 2027 de Alternativa 1


Figura 9.4.8.5. Diagrama Unifilar Simplificado de la ZOT Durango en 2027 de Alternativa 2


Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **120.33 millones de pesos de**

2022 (5.84 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

El Cuadro 9.4.8.1 y 9.4.8.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1

Cuadro 9.4.8.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jerónimo Ortiz Martínez MVar	Capacitor	115	30.0	abr-26	abr-27
Amado Nervo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Vicente Guerrero MVar (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-27
Sombrerete MVar (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-27
Total			60.0		

Cap. Capacitivo

Cuadro 9.4.8.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jerónimo Ortiz Martínez	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Amado Nervo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Total		2			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **195.18 millones de pesos de 2022** (9.47 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

El Cuadro 9.4.8.3 y 9.4.8.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.8.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Vicente Guerrero MVar	STATCOM	115	30 (Ind.) /30 (Cap.)	abr-26	abr-27
Total			60.0		

Ind. Inductivo

Cap. Capacitivo

Cuadro 9.4.8.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Vicente Guerrero	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-27
Total		1			

Indicadores técnicos y económicos.

De acuerdo con los estudios realizados, se detectó que para el 2027 las limitantes más restrictivas para el crecimiento de la Zona Durango son las bajas tensiones. Esta Zona cuenta con poca compensación reactiva y de acuerdo con el pronóstico esperado de la demanda se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR) y mayores pérdidas I²R en el SEN principalmente en demandas altas.

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad en el Suministro de energía eléctrica y se podrá satisfacer la demanda de la zona.

Sin el proyecto, en la Figura 9.4.8.6, se muestran las condiciones operativas pre-contingencia en el escenario de verano de 2027 en la ZOT Durango.

En la Figura 9.4.8.7 se muestra el caso sin proyecto con condiciones post-contingencia donde se observa que la zona presenta tensiones inoperables de hasta **104.2 kV** en las SE Sabinas y Minera San Martín, lo que provocaría el colapso de la región. En la Figura 9.4.8.8 y 9.4.8.9 se muestra la Alternativa 1 en condiciones pre y post-contingencia respectivamente, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

En las Figuras 9.4.8.10 y 9.4.8.11 se muestra la Alternativa 2 en condiciones pre y post-contingencia respectivamente, en donde se

puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

Figura 9.4.8.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la ZOT Durango en 2027 (Sin Proyecto)

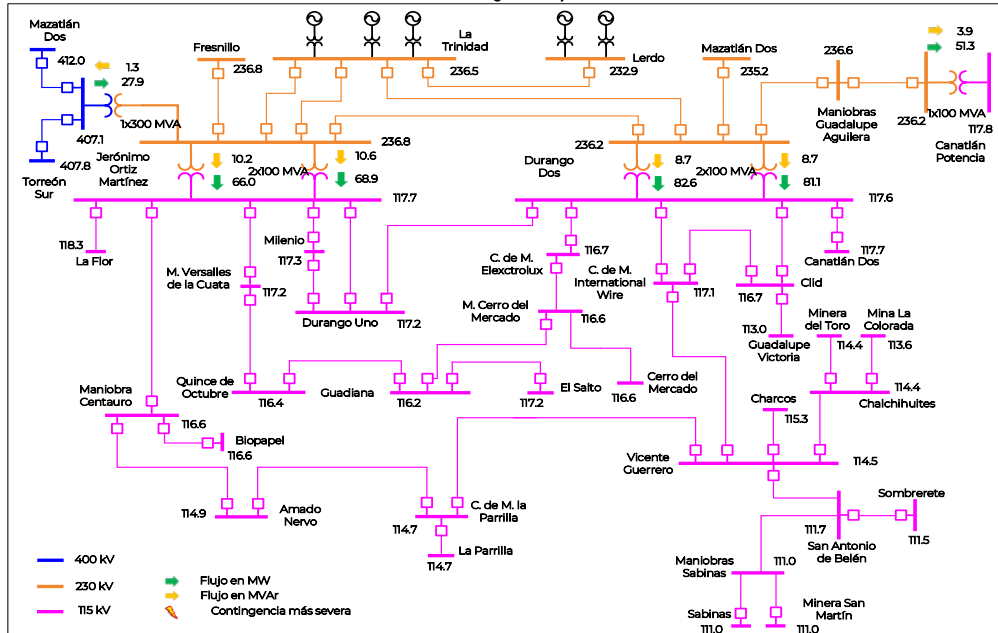


Figura 9.4.8.7. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Durango en 2027 (sin proyecto)

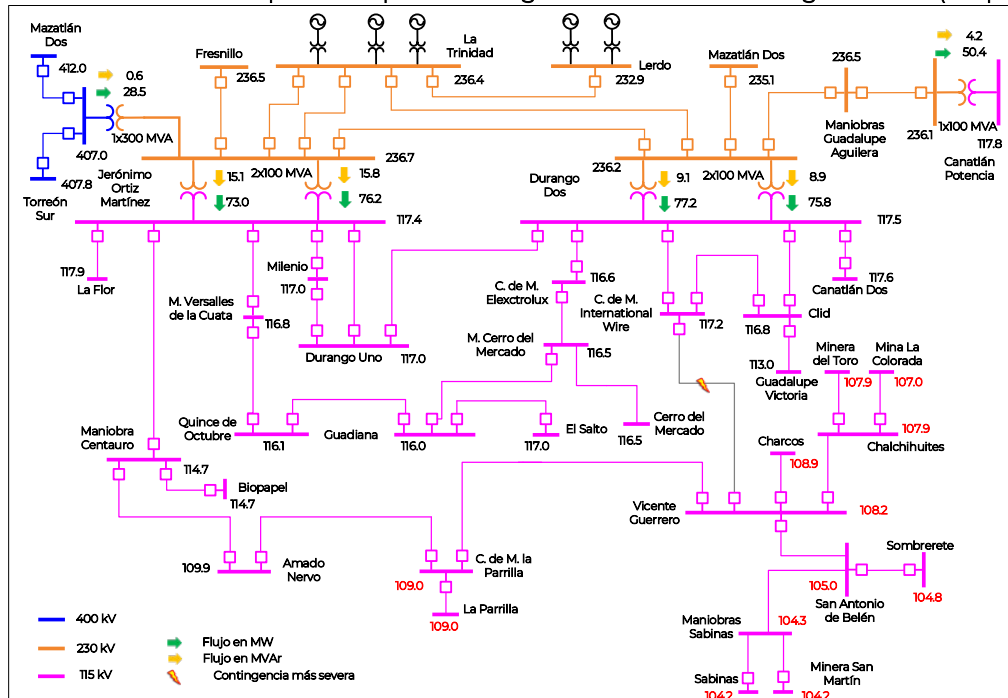


Figura 9.4.8.8. Condiciones operativas pre-contingencia en la ZOT Durango en 2027 (Alternativa 1)

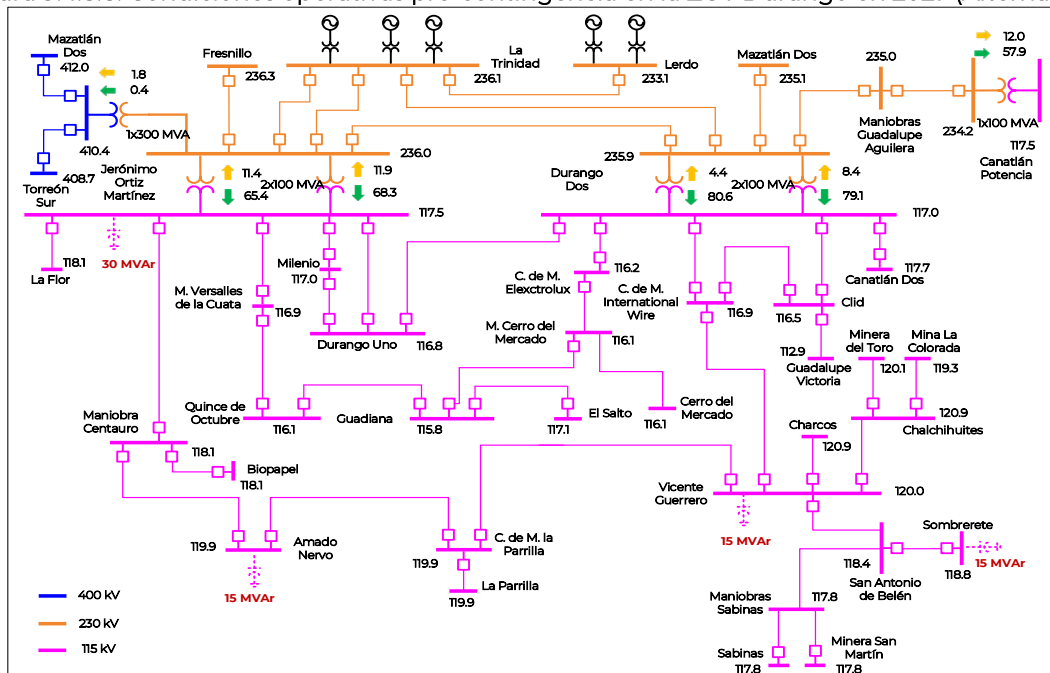


Figura 9.4.8.9. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Durango en 2027 (Alternativa 1)

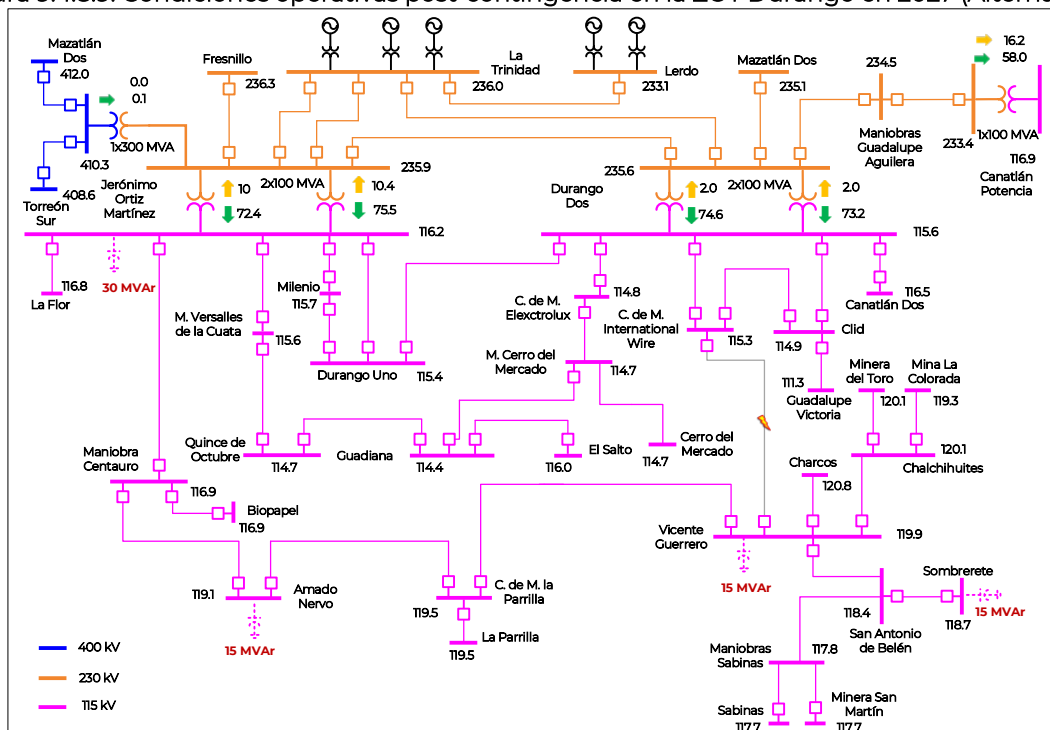
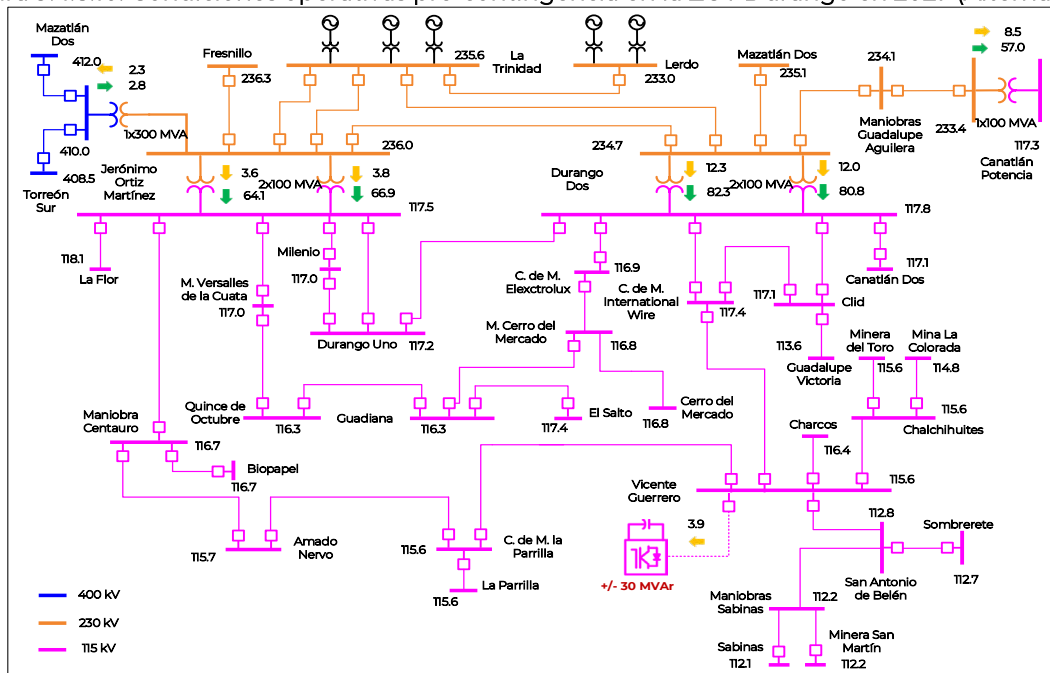
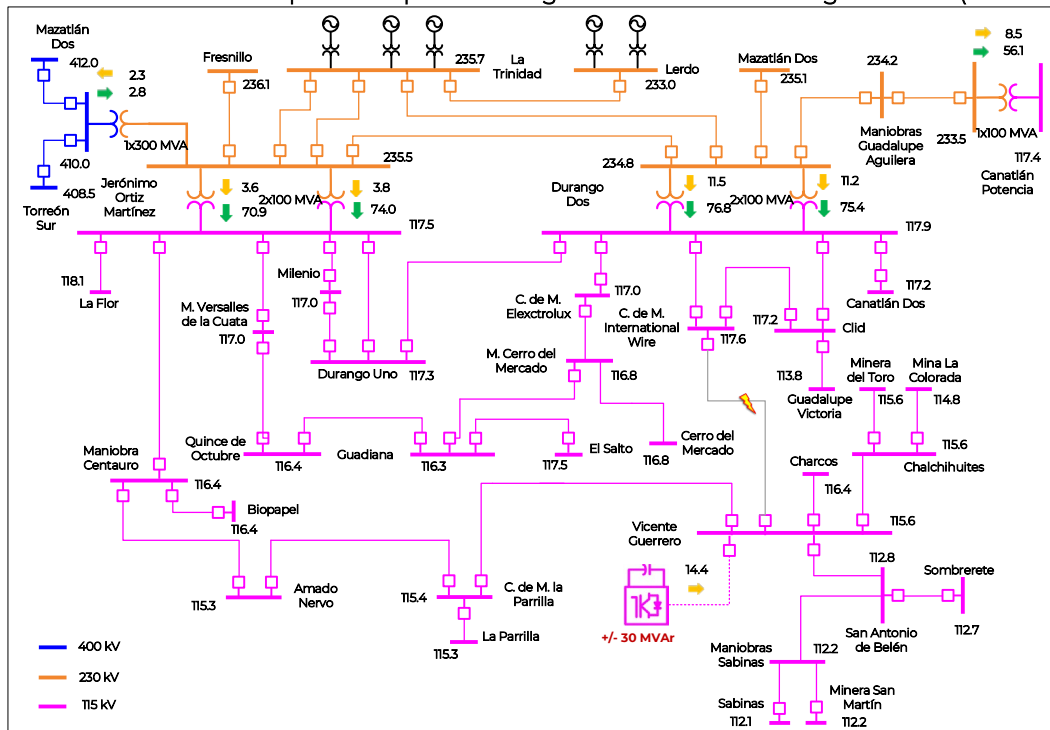


Figura 9.4.8.10. Condiciones operativas pre-contingencia en la ZOT Durango en 2027 (Alternativa 2)

Figura 9.4.8.11. Condiciones operativas post-contingencia en la ZOT Durango en 2027 (Alternativa 2)


En los Cuadros 9.4.8.5 y 9.4.8.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo. Las pérdidas I^2R calculadas para el escenario de estudio sin considerar ninguna de las

Alternativas son 1,310.9 MW, para el caso considerando las obras de las Alternativa 1 y 2 son 1,321.7 y 1,322.3 MW respectivamente.

Resultando con menor cantidad de pérdidas la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.8.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.39	122.51	250.64	97.45	109.26	153.20	1.4

Cuadro 9.4.8.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
65.97	122.51	290.22	103.24	176.08	186.98	1.06

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.8.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas. Se resaltan las ventajas entre las dos opciones.

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 de la ZOT Durango.

Cuadro 9.4.8.7. 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 I ² R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	120.33	195.18
Relación Beneficio/Costo	1.4	1.06

Gerencia de Control Regional Baja California

P23-BC1 Incremento en la Confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformado por dos grandes regiones de carga: Valle y Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali, Baja California 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 Baja California.

La Red Eléctrica de la zona San Luis Río Colorado es alimentada por 4 Líneas de Transmisión, LT González Ortega – Ruiz Cortines y LT Cerro Prieto Uno – Ruiz Cortines (aislada en 230 kV) las cuales operan en 161 kV mientras que la LT Cerro Prieto Dos – Chapultepec y LT Cerro Prieto Dos – San Luis Rey operan en 230 kV. La zona San Luis tiene una alta concentración de carga motivado por cargas del tipo agrícola en el Valle de Mexicali, así como a usuarios residenciales e industriales que se encuentran ubicados en la ciudad de San Luis Río Colorado.

Debido a que actualmente en la zona San Luis no se tiene interconectada generación que ayude al soporte del suministro de energía eléctrica en forma local, se registra una problemática de tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas que forman la zona San Luis Río Colorado y se agrava ante contingencias sencillas que originan la necesidad de operar con esquemas de bajo voltaje, durante el periodo de verano, ya que se tiene una alta concentración de cargas para aire acondicionado que produce una concentración de carga inductiva y origina

un fenómeno de recuperación lenta de tensión.

La SE Chapultepec abastece a poblaciones dispersas y alejadas entre si sobre la costa del Mar de Cortés como es Golfo de Santa Clara, Guadalupe Victoria y Kilómetro 34 entre las de mayores requerimientos de demanda y que son suministradas mediante una Red Eléctrica que opera de manera radial en 34.5 kV.

El Proyecto D18-BC3 Victoria Potencia Banco 1, identificado en el PAM2018-2032 e instruido a CFE Distribución para su realización, tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2024, actualmente se encuentra en proceso de construcción, el proyecto contempla una nueva línea de transmisión de 11.0 km de longitud en 230 kV de la SE Chapultepec hacia SE Victoria Potencia, conductor calibre 1113 ACSR, tendido del primer circuito.

Los equipos de transformación de la SE Chapultepec ha presentado flujos de carga cercanos a su capacidad nominal siendo los meses de junio a septiembre el periodo con los días de mayor cargabilidad, durante este periodo se llegaron a presentar alarmas por violaciones de capacidad en los bancos de SE Chapultepec o problemática de baja tensión ante contingencia sencilla de disparo de alguno de los elementos de la Red Eléctrica de zona San Luis Río Colorado.

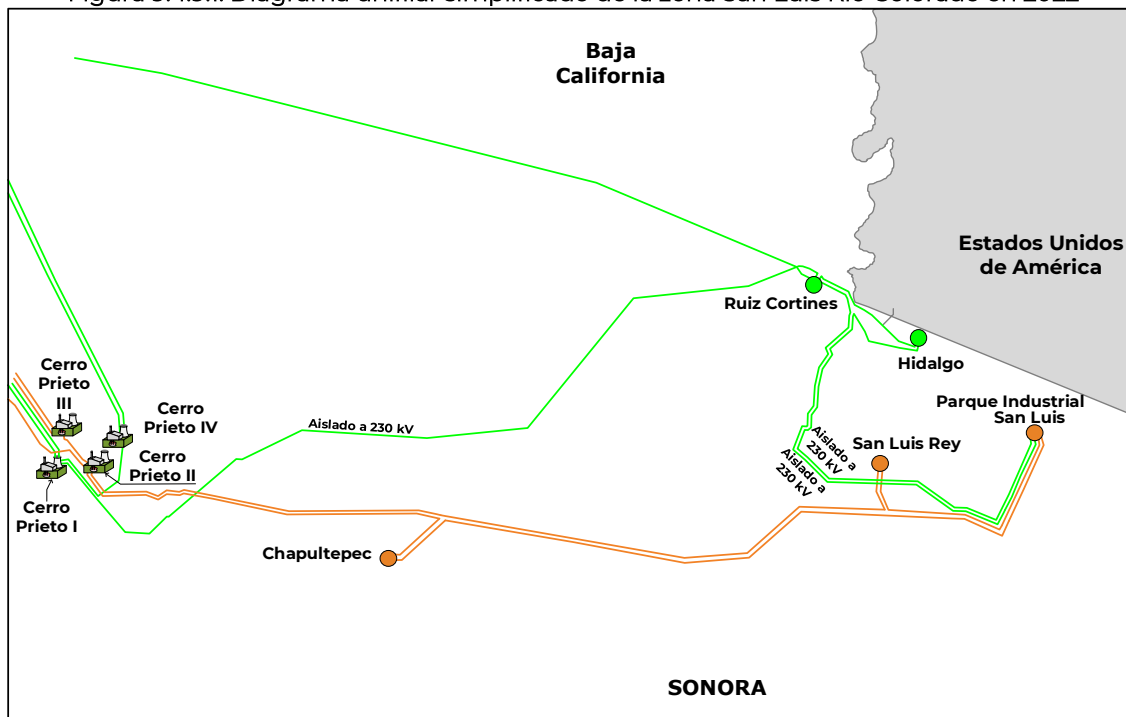
Con la entrada en operación de la SE Victoria Potencia en un nivel de tensión 230/13.8 kV se reducirá la cargabilidad de los bancos de transformación de la SE Chapultepec, alimentado a cargas directamente en 13.8 kV, sin embargo, se tendrá una alimentación en forma radial desde la SE Chapultepec, lo que resultaría en cortes de suministro ante contingencia sencilla.

Para garantizar el suministro de energía eléctrica de la demanda en la zona San Luis, se propone una fuente alterna de suministro de la SE Victoria Potencia mediante una nueva bahía en 230 kV para formar un anillo entre las SE Cerro Prieto Dos, SE Chapultepec y SE Victoria Potencia con el objetivo de asegurar el suministro de energía eléctrica de la carga en media tensión ya que ante contingencia sencilla se

estaría afectando el total de la carga que suministrara dicha SE, además con esta ampliación se mantendrían los voltajes dentro de sus Límites Operativos permitidos.

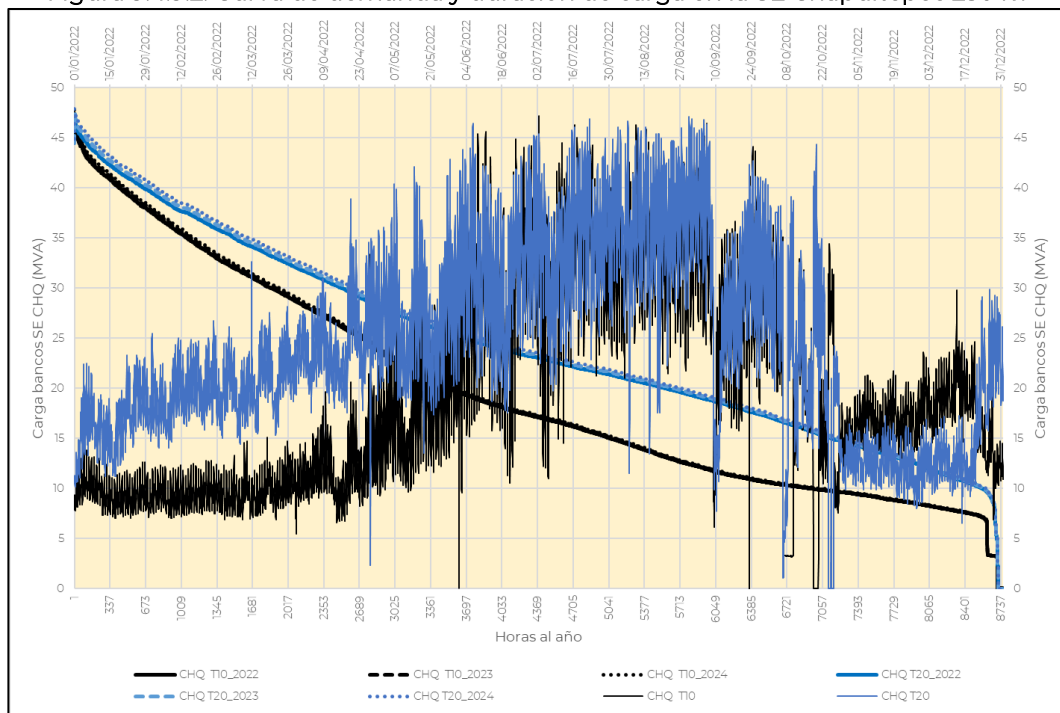
La Figura 9.4.9.1 muestra la infraestructura eléctrica actual de la zona San Luis Río Colorado, la cual representa el área de influencia.

Figura 9.4.9.1. Diagrama unifilar simplificado de la zona San Luis Río Colorado en 2022



La Figura 9.4.9.2, muestra el historial de carga en los bancos de transformación de SE Chapultepec, en donde se observa que por más de 45 horas al año los bancos de SE Chapultepec cargan arriba del 90 % de su capacidad nominal sin la posibilidad de

transferir carga a otros circuitos debido a las largas distancias entre circuitos y que los bancos se encuentran cercanos al 100 % de su capacidad. Esta problemática se solventará con la entrada en operación del Proyecto Victoria Potencia en 2024.

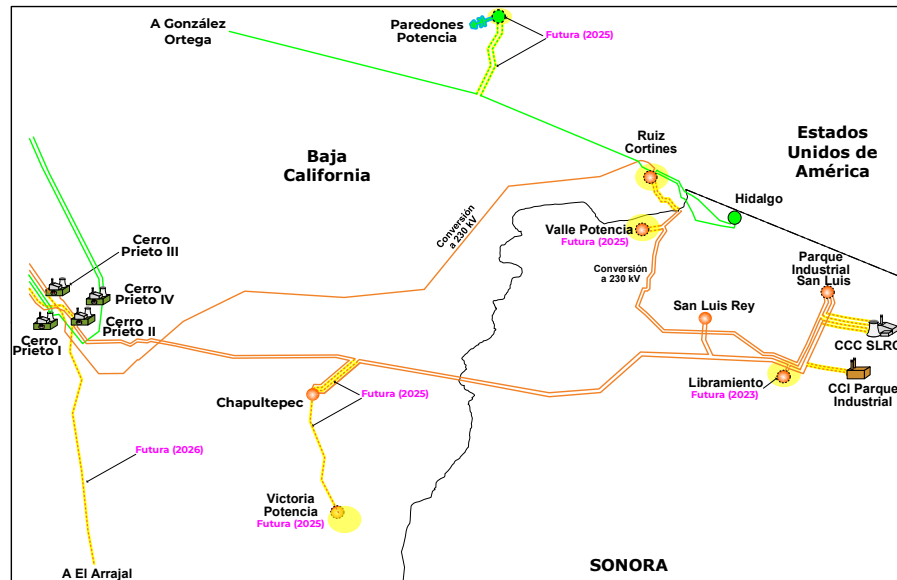
Figura 9.4.9.2. Curva de demanda y duración de carga en la SE Chapultepec 230 kV


Además de la entrada de la SE Victoria Potencia, la zona San Luis Río Colorado tiene instruidos otros proyectos como el cambio de tensión en la Red Eléctrica de 161 kV a 230 kV, el entronque de la LT Cerro Prieto Dos - San Luis Rey a SE Chapultepec y la incorporación de generación interna en zona San Luis Río Colorado, sin embargo, estos proyectos no solventan la problemática de la conexión radial de la SE Victoria Potencia. Por lo que, para poder proporcionar el suministro de energía eléctrica a la SE Victoria Potencia ante

condición N-1 y que incremente la operabilidad y maniobras de mantenimiento en la Red Eléctrica del área de influencia es necesario un proyecto que resuelva la problemática.

La Figura 9.4.9.3 muestra la infraestructura eléctrica esperada para el año 2028 de la zona San Luis Río Colorado, se observa la condición de Red Eléctrica radial con la operaría la SE Victoria Potencia.

Figura 9.4.9.3. Diagrama unifilar simplificado del área de influencia en la zona San Luis Río Colorado para el año 2028



Con base en estudios de análisis de contingencias se identifica que ante contingencia sencilla se estaría afectando el total de carga que alimentará la SE Victoria Potencia, por tanto, es necesario un proyecto que incremente la Confiabilidad y de robustez a la Red Eléctrica de la zona San Luis Río Colorado para mantener el suministro de energía eléctrica.

1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV. Se conectaría afuera de la SE Chapultepec a la LT Cerro Prieto II – Chapultepec, para formar la LT Victoria Potencia – Cerro Prieto II, con la que se formaría un anillo en 230 kV que garantiza el suministro confiable y seguro de la carga en el mediano plazo al proporcionarle la Confiabilidad necesaria para soportar la contingencia sencilla más severa.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de transmisión de la zona San Luis Río Colorado preservando la Calidad de suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Victoria Potencia – Chapultepec, tendido del segundo circuito sobre torre de acero, con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre

Adicionalmente se considera un alimentador en 230 kV para la interconexión de la Línea de Transmisión involucrada en la SE Victoria Potencia.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Chapultepec – Victoria Potencia, tendido del segundo circuito con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.

Adicionalmente se consideran dos alimentadores en 230 kV, para la interconexión de la LT involucrada, uno en la SE Victoria Potencia y el otro en la SE Chapultepec.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.9.4 y 9.4.9.5 se muestran los diagramas simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas

Figura 9.4.9.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

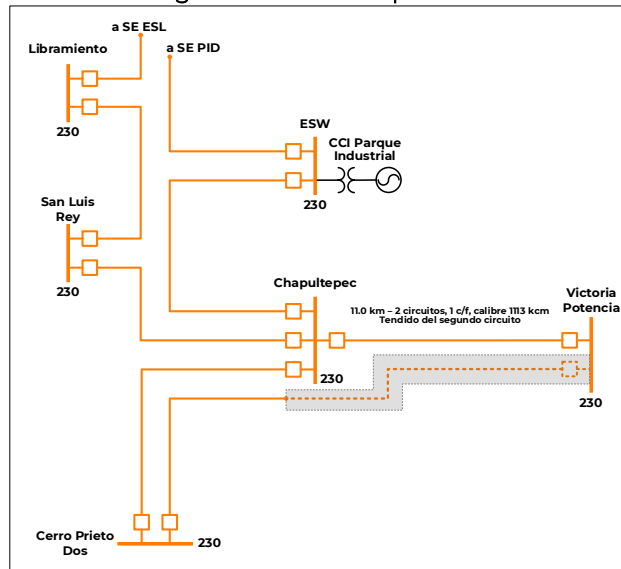
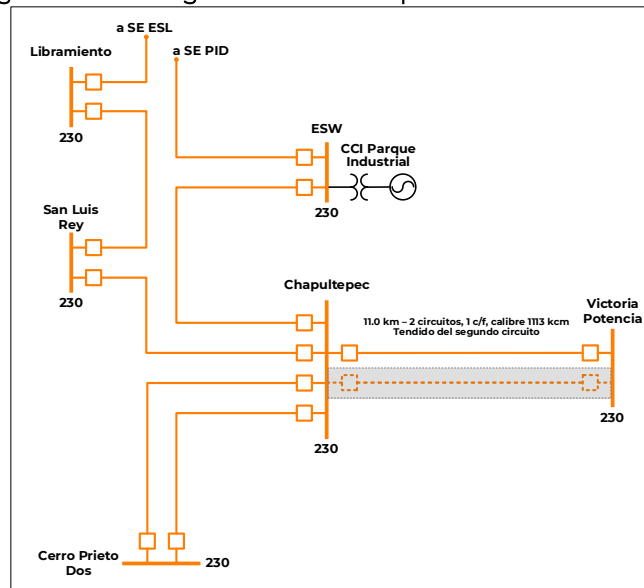


Figura 9.4.9.5. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **56.4 millones de pesos** (2.73 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Esta Alternativa consiste en la ampliación de la SE Victoria Potencia para anillar en 230

kV la Subestación con la LT Cerro Prieto Dos – Chapultepec y así poder asegurar el suministro de energía eléctrica de la carga en media tensión en el ámbito del Valle de Mexicali y la Zona San Luis Río Colorado.

Los Cuadros 9.4.9.1 y 9.4.9.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 %.

Cuadro 9.4.9.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Victoria Potencia entronque Cerro Prieto Dos - Chapultepec (93470) / 1	230	2	11.0	abr-28	abr-28
Total			11.0		

1/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.4.9.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Victoria Potencia	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Total		1			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **90.89 millones de pesos** (4.41 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Esta Alternativa consiste en la ampliación de SE Victoria Potencia para anillar en 230 kV la Subestación Eléctrica mediante el tendido del segundo circuito de la LT

Victoria Potencia – Chapultepec con el objetivo de asegurar el suministro de energía eléctrica de la carga en media tensión.

Los Cuadros 9.4.9.3 y 9.4.9.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2

Cuadro 9.4.9.3. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cerro Prieto Dos - Chapultepec / 1	230	2	11.0	abr-28	abr-28
Total			11.0		

1/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.4.9.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Victoria Potencia	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Chapultepec	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Total		2			

Indicadores técnicos y económicos.

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la Confiabilidad y capacidad de suministro en el área de influencia de la SE Victoria Potencia, ambas Alternativas proporcionan la Confiabilidad adecuada en condiciones de operación normal (Red Eléctrica completa), así como ante la contingencia sencilla. En los Cuadros 9.4.9.5 y 9.4.9.6 se muestra un resumen de

los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Al realizar una comparativa entre los Cuadros 9.4.9.5 y 9.4.9.6 se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2. Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad de la Red Eléctrica en la zona San Luis Rio Colorado con lo que se podrá atender las solicitudes de nuevos Centros de Carga propiciado el desarrollo regional

Cuadro 9.4.9.5. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.12	70.82	70.94	4.45	52.66	66.50	1.26

Cuadro 9.4.9.6. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1.88	71.56	73.44	7.12	84.41	66.32	0.79

Alternativa Propuesta

El Cuadro 9.4.9.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas.

Se observa que ambas Alternativas presentan valores de saturación similares, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos

Cuadro 9.4.9.7. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	124 MW	71 MW
Alternativa 1	124 MW	122 MW
Alternativa 2	124 MW	123 MW

El Cuadro 9.4.9.8 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.9.8. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de Calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I ² R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	56.38	90.90
Relación Beneficio/Costo	1.26	0.79

P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada

Diagnóstico operativo.

El Sistema Interconectado de Baja California está conformada por dos grandes regiones de carga: Valle y Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali, Baja California 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 Baja California.

Para atender el suministro de energía eléctrica en la zona Ensenada se cuenta con la CE Baja California Tres, que tiene una tecnología de Ciclo Combinado y cuenta con una capacidad neta de 294 MW. La Red

Eléctrica de interconexión entre las zonas Tijuana y Ensenada en 230 kV consiste en dos líneas provenientes de zona Tijuana para formar un anillo en 230 kV entre las SE Presidente Juárez, SE Baja California Tres, SE Ciprés y SE Lomas.

Se tienen dos Líneas de Transmisión en 115 kV que salen de la SE Presidente Juárez que interconectan diversas Subestaciones Eléctricas sobre la costa del Océano Pacífico hasta llegar a la ciudad de Ensenada, y finalmente se cuenta con un enlace en 69 kV proveniente de SE Herradura que alimenta cargas rurales entre las ciudades de Ensenada y Tecate.

La Figura 9.4.10.1 muestra el diagrama unifilar simplificado actual del SIBC, se observa que la zona Ensenada suministra cargas muy lejanas como son las SE San

Quintín y SE Cañón sobre la costa del Océano Pacífico y la SE San Felipe sobre la costa del Mar de Cortés.

La zona Ensenada cuenta con tres bancos de transformación de 100 MVA cada uno y relación de transformación 230/115 kV, dos se han instalado en la SE Ciprés y uno en la SE Lomas, por tanto, la capacidad instalada en la zona Ensenada es de 300 MVA. Adicionalmente, se ha instalado en la barra de 115 kV de la SE Ciprés una unidad turbogás de 25 MW de capacidad y que permite disminuir el flujo de potencia a través de los equipos de transformación de la SE Ciprés en escenarios de fallas o situaciones de emergencia.

Se han programado proyectos de generación eléctrica, entre las que destacan Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en las ciudades de Mexicali y San Luis Río Colorado, además se han propuesto proyectos con tecnologías que utilizan los recursos renovables en la región, con lo que se diversificarán las fuentes de generación eléctrica, así como proyectos con tecnología fotovoltaica que se incorporarán en el SIBC, al mismo tiempo, considera la utilización de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías que permitirán ser

utilizadas en las condiciones de mayor demanda, particularmente en el pico de la noche, evitando con ello nuevos proyectos de generación turbogás.

En la zona Ensenada se tienen programados diversos proyectos de transmisión que permitirán atender el crecimiento de la carga con energía eléctrica proveniente de las zonas Mexicali y Tijuana.

La Figura 9.4.10.2. muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en el 2028, se observa la incorporación de proyectos que han sido instruidos por SENER a CFE Transmisión para su construcción, resaltando como el de mayor relevancia el proyecto El Arrajal Banco 1, con el cual al entrar en operación disminuirá el flujo de potencia a través de los equipos de transformación de la SE Ciprés y que de acuerdo a CFE Transmisión se ha diferido su fecha estimada de entrada en operación a 2026, sin embargo, motivado por el crecimiento de la demanda en la ciudad de Ensenada resulta en la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en la zona Ensenada en 2028, lo que permitirá atender el suministro de la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo.

Figura 9.4.10.1. Diagrama unifilar simplificado del SIBC en 2022

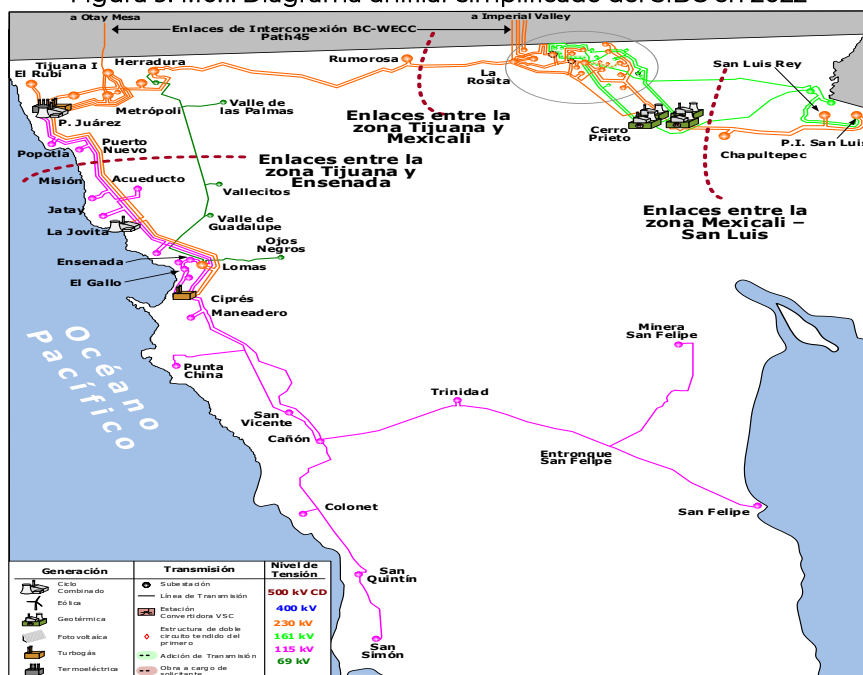
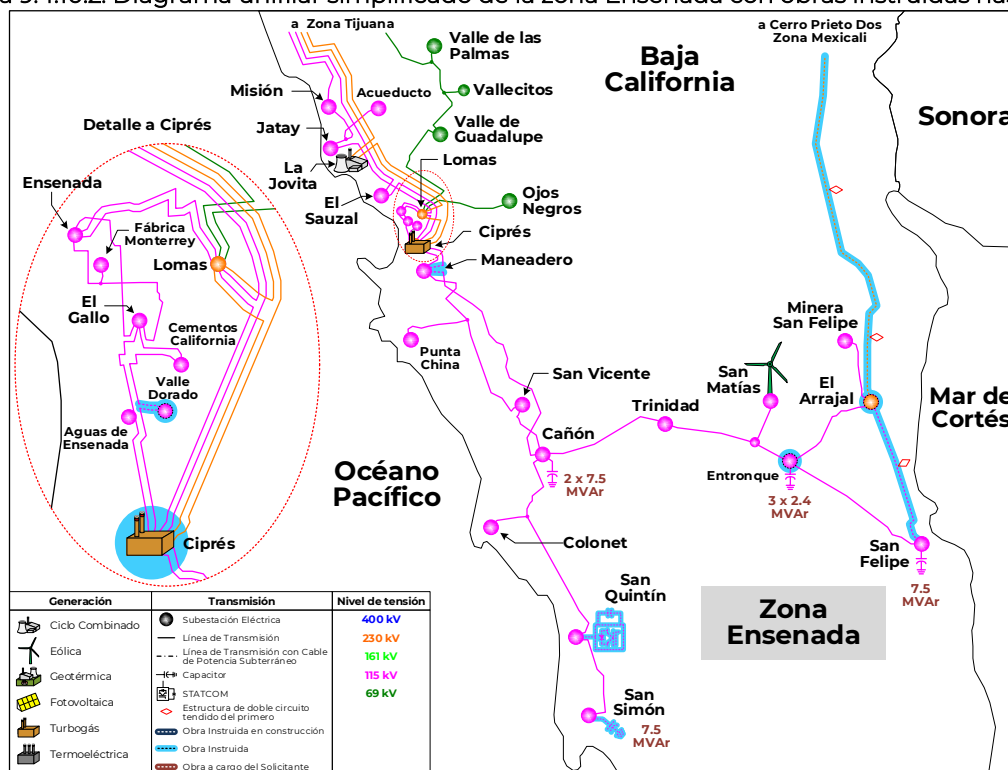


Figura 9.4.10.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Ensenada con obras instruidas hasta 2028



Durante el 2022, la zona Ensenada alcanzó un valor de demanda máxima integrada de 273 MW, dicha carga se incrementó un 8.3

% respecto al año 2021, representa un crecimiento promedio de 4.2 % en los últimos 5 años. Adicional al crecimiento

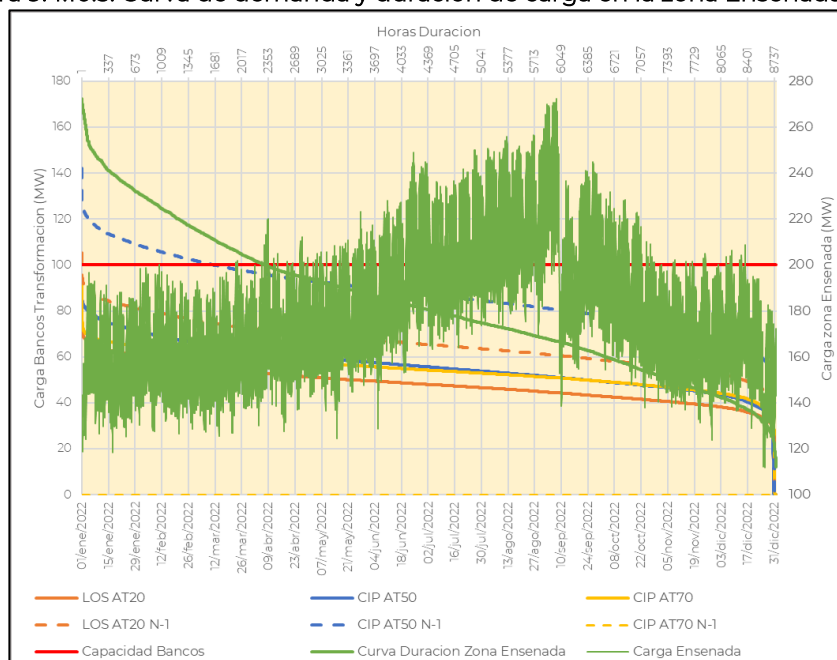
poblacional, a la fecha se han presentado diversas solicitudes de incrementos de carga o nueva carga lo que representa un aproximado de 21 MW en el corto plazo.

En cuanto al comportamiento de la capacidad de transformación en la zona Ensenada, se han presentado flujos de carga cercanos a su capacidad nominal siendo el periodo de principios de junio a finales de octubre los días de mayor cargabilidad en condiciones de Red Eléctrica completa, durante este periodo se llegaron a presentar alarmas por violaciones de capacidad en los bancos de transformación de las SE Ciprés y SE Lomas ante la condición de disparo de alguno de los banco de transformación de la SE Ciprés por lo que ante dicha situación y para evitar el tiro de carga automático o manual se recurrió en varias ocasiones a sincronizar la generación turbogás en la barra de Ciprés 115 kV con el fin de descargar las unidades de transformación, la unidad turbogás presenta un tipo de generación costosa lo cual eleva los costos operativos.

La Figura 9.4.10.3 muestra el historial de carga en los bancos de transformación de zona Ensenada, así como el comportamiento de la demanda en donde se observa que por más de 1,660 horas al año el disparo de un banco de SE Ciprés sobrecargaría el otro banco de transformación.

Además, se muestra la demanda de la zona Ensenada representada con una curva histórica y una curva de duración de carga en donde se observa que por más de 3,522 horas se sobrepasa el valor de carga máxima para que se presenta una sobrecarga en los equipos de transformación ante condición N-1, cabe mencionar que este número de horas es mayor al anterior debido a que en el primero influye la generación interna de zona Ensenada como lo es la generación turbogás de SE Ciprés, la generación Eólica de San Matías y la generación Ciclo Combinado de Baja California Tres.

Figura 9.4.10.3. Curva de demanda y duración de carga en la zona Ensenada 115 kV



La Figura 9.4.10.4 muestra gráficamente las curvas de cargabilidad de zona Ensenada en condición de Red Eléctrica completa y con la contingencia sencilla más severa que es el disparo de CIP AT70 ante el crecimiento de demanda esperado en la zona Ensenada. Se puede observar que, con 188 MW de carga, el disparo de CIP AT70 lleva a más del 100 % de la capacidad de CIP AT50 y con 234 MW de carga se sobrepasa el 120 % del banco de transformación. Es importante mencionar que la demanda máxima registrada en la zona Ensenada fue de 273 MW, por lo que la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona Ensenada resulta desde 2017.

La actual problemática de saturación de los equipos de transformación en la zona Ensenada se soluciona con la entrada en operación del proyecto P17-BC11 " El Arrajal Banco 1 y red asociada, el cual se identificó en el PAMRNT 2017-2031 y fue instruida por SENER a CFE Transmisión el 12 de julio de 2017 para su construcción y entrada en operación en abril de 2022, sin embargo, CFE Transmisión informó al CENACE el diferimiento del proyecto que ahora cuenta con una fecha estimada de entrada en operación de febrero de 2028.

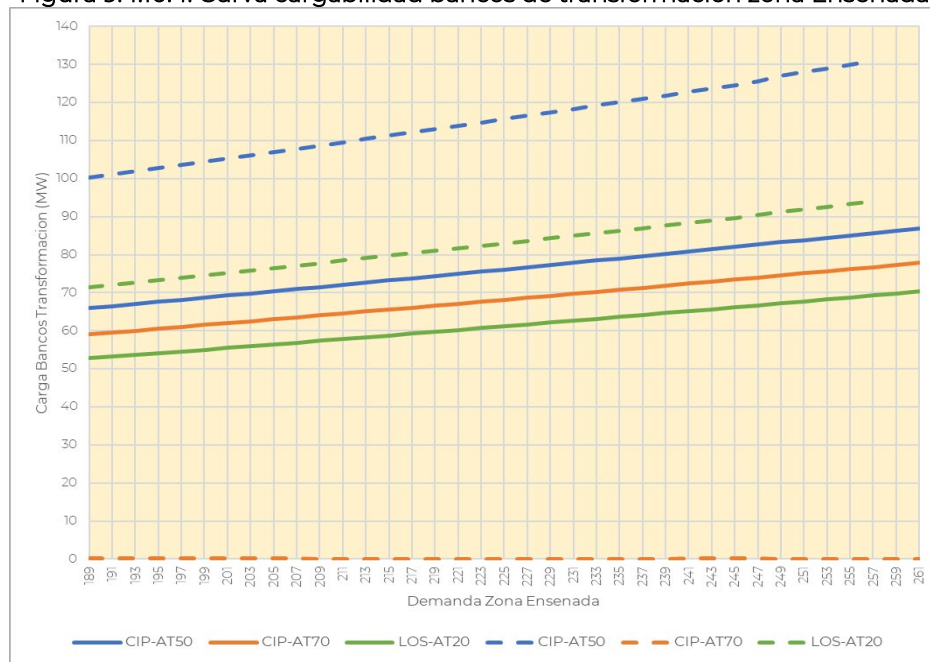
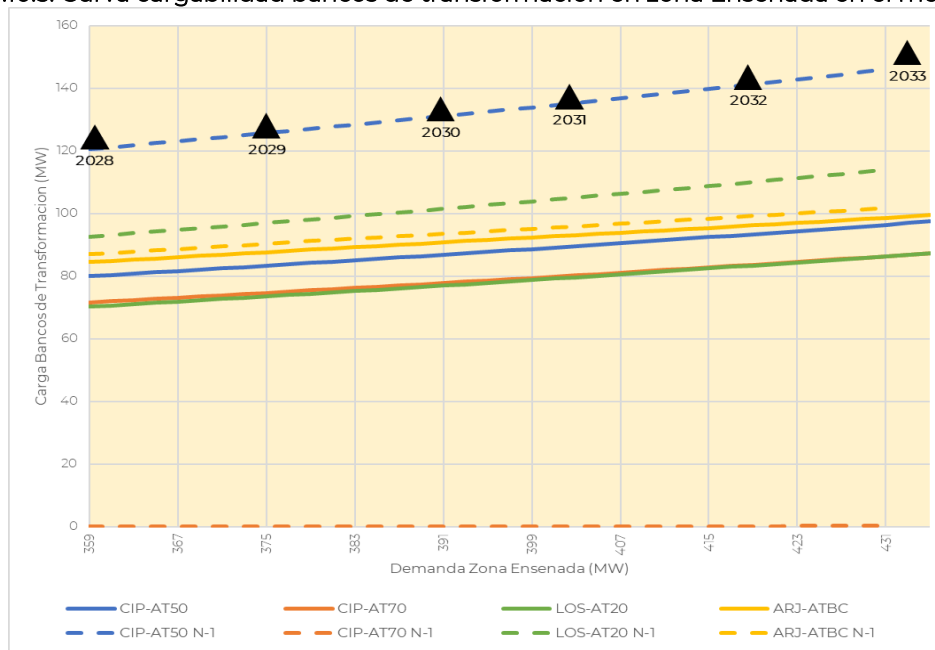
El proyecto P17-BC11 considera interconectar la zona Mexicali con la zona Ensenada mediante una Línea de Transmisión en 230 kV entre las SE Cerro Prieto Dos y la nueva SE El Arrajal, con un banco de transformación de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV, este proyecto además de coadyuvar en el problema de control de tensión de la zona

sur de Ensenada ayuda en incrementar la capacidad de transformación de zona Ensenada.

La Figura 9.4.10.5 muestra la condición esperada en el verano 2028, se observa que aun con la entrada en operación del proyecto P17-BC11 se tendría la problemática de saturación en los bancos de transformación de la SE Ciprés.

Es decir, con la entrada en operación del proyecto P17-BC11 El Arrajal y su Red Eléctrica asociada, se incrementará la capacidad de suministro en la zona Ensenada hasta 350 MW en condición de Red Completa, en base al Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2023-2043, en 2028, se espera un valor de 359 MW, por lo que nuevamente se presentará problemática de saturación en equipos de transformación de la zona Ensenada aun considerando la entrada en operación de los proyectos instruidos de SENER en el ámbito del SIBC.

Por lo anterior, se identifica la saturación de los bancos de transformación de zona Ensenada en 2028, por lo que se requiere de ampliar la capacidad de transformación para mantener el suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga residenciales, comerciales e industriales, al mismo tiempo permite minimizar el riesgo de que ante una contingencia sencilla, operen los esquemas de sobrecarga y realicen disparos de carga como único medio para mantener la Confiabilidad y seguridad en el suministro eléctrico de la zona Ensenada.

Figura 9.4.10.4. Curva cargabilidad bancos de transformación zona Ensenada

Figura 9.4.10.5. Curva cargabilidad bancos de transformación en zona Ensenada en el mediano plazo


Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para resolver la problemática de saturación de la capacidad de transformación en la zona

Ensenada, lo que permitirá atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio, preservando la Calidad de suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Un banco de transformación de 100 MVA con relación de transformación 230/115 kV en la SE Lomas. Considera los alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.

alimentadores del equipo de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente se consideran dos alimentadores en 230 kV, uno en la SE Ciprés y el segundo en la SE Cañón.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

Alternativa 2

Transmisión:

- Línea de transmisión de 85 km en 230 kV calibre 1113 ACSR de SE Ciprés a SE Cañón

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Transformación:

- Un banco de transformación de 100 MVA con cuatro unidades monofásicas de 33.33 MVA (incluye fase de reserva) con relación de transformación 230/115 kV en la SE Cañón. Considera los

En las Figuras 9.4.10.6 y 9.4.10.7 se muestran los diagramas simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas

Figura 9.4.10.6. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

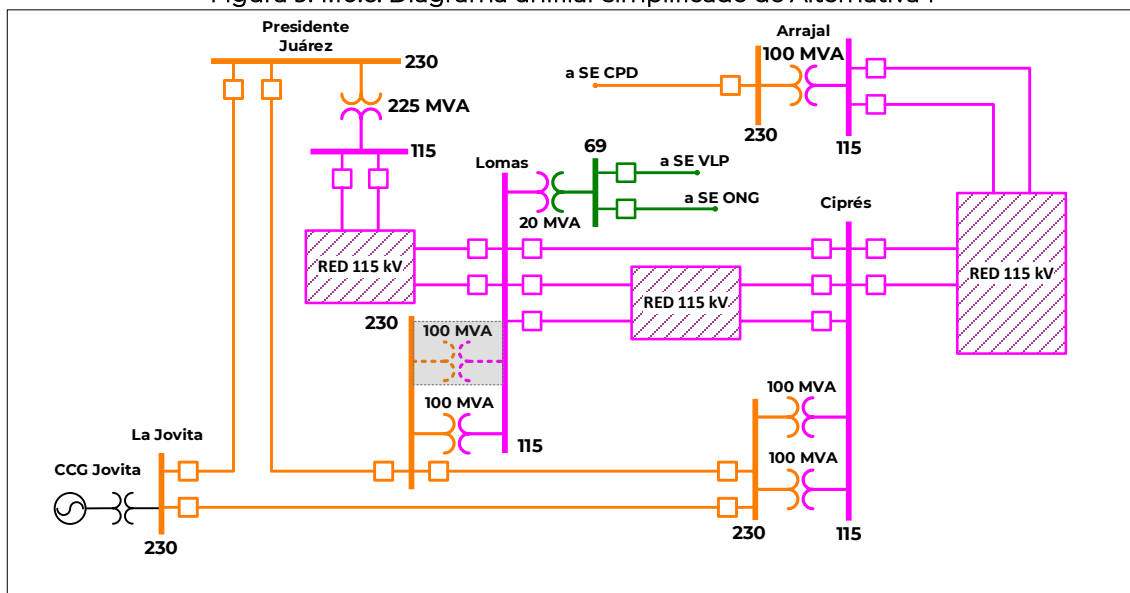
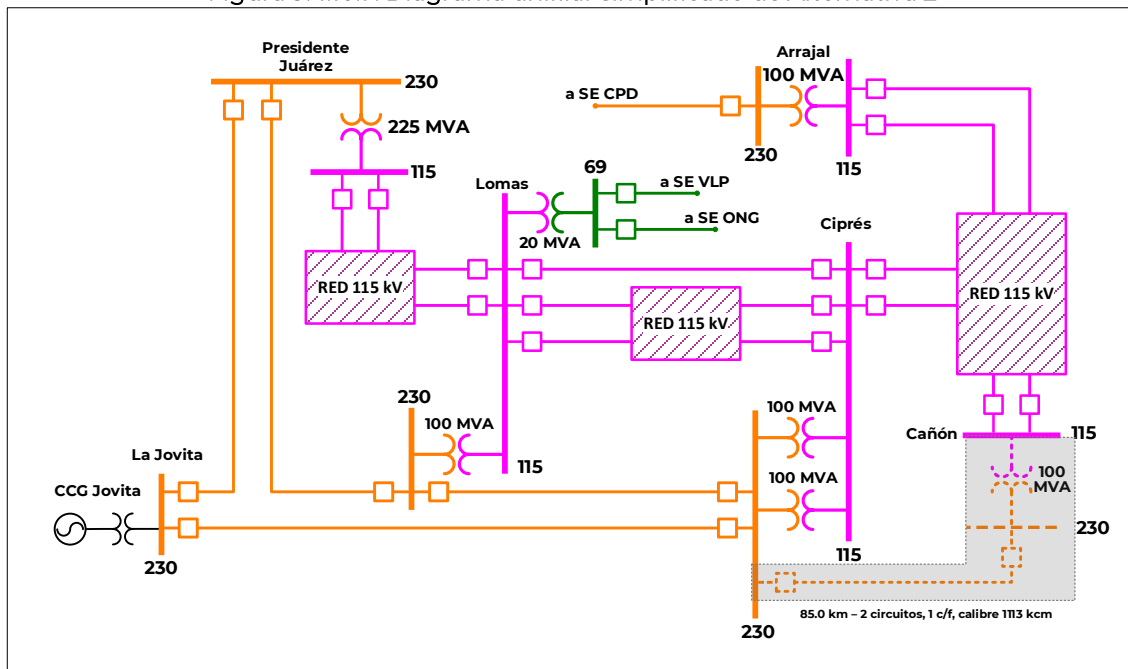


Figura 9.4.10.7. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2


Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **134.1 millones de pesos** (6.5 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Esta Alternativa consiste en un banco de transformación de 100 MVA con relación de transformación 230/115 kV ubicado en SE Lomas.

El Cuadro 9.4.10.1 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1

Cuadro 9.4.10.1. Obras de Transformación de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Lomas Banco 3	1	AT	100	230/115	abr-28	abr-28
Total			100			

AT. Transformador

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **1084.7 millones de pesos** (52.6 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Esta Alternativa consiste en una línea de transmisión de 85 km en 230 kV calibre 1113 ACSR, un banco de transformación de 100

MVA con relación de transformación 230/115 kV ubicado en la SE Cañón, un alimentador en 230 kV ubicado en SE Ciprés, un alimentador en 230 kV ubicado en SE Cañón y las adecuaciones necesarias en SE Cañón.

Los Cuadros 9.4.10.2 a 9.4.10.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.10.2. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cañón Banco 1	1	T	100	230/115	abr-28	abr-28
Total			100			

T. Transformador

Cuadro 9.4.10.3. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ciprés - Cañón	230	2	85.0	abr-28	abr-28
Total			85.0		

Cuadro 9.4.10.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ciprés	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Cañón	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Cañón	Alimentador Ampliación	1	115	abr-28	abr-28
Total		3			

Alternativa propuesta.

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la Confiabilidad y capacidad de transformación de potencia de la zona Ensenada, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transformación en condiciones de Red Eléctrica completa, así como ante la contingencia sencilla más severa. En los Cuadros 9.4.10.5 y 9.4.10.6 se muestra un resumen de los indicadores

económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Al realizar una comparativa entre los Cuadros 9.4.10.5 y 9.4.10.6 se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2. Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad de la Red Eléctrica en la zona Ensenada con lo que se podrá atender las solicitudes de nuevos centros de carga propiciando el desarrollo regional.

Cuadro 9.4.10.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
8.555	54.537	63.092	6.054	57.038	10.42

Cuadro 9.4.10.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
19.651	38.027	57.678	49.419	8.259	1.17

El cálculo de los beneficios económicos se realizó con el modelo probabilístico México del 2028 al 2036; 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 energía no suministrada es proporcionado por la SENER y corresponde a 2.6 USD \$/kWh.

A lo largo del periodo de estudio, ambas Alternativas reflejan las propuestas descritas y aportan beneficios en la reducción de la ENS.

En el Cuadro 9.4.10.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.10.7. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la Calidad del voltaje	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de dólares en VP de 2022	6.054	49.419
Beneficios totales, millones dólares en VP 2022	63.092	57.678
Relación Beneficio/Costo	10.42	1.17

Los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la

mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Ensenada.

Diagnóstico operativo

Gerencia de Control Regional Baja California Sur

P23-BS1 Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos

El SIBCS opera en forma aislada del SIN y del resto de los sistemas eléctricos en el país, dividiéndose en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos. La zona Los Cabos comprende a las ciudades de San José del Cabo y Cabo San Lucas en el municipio de Los Cabos. Estas ciudades tienen una demanda de energía eléctrica

equivalente al 50 % del total de la demanda SIBCS.

El crecimiento de la demanda en zona Los Cabos ha tenido un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones de Centros de Carga de índole turística entre los que destacan hoteles, centros comerciales y el crecimiento poblacional. Además, se proyectan plantas desaladoras para resolver la problemática de agua potable que tiene el estado de Baja California Sur.

El Suministro Eléctrico a la zona Los Cabos se realiza a través de la importación de energía eléctrica desde la zona La Paz, en donde se concentra la generación de menor costo de producción que permite abastecer la zona Los Cabos por medio del enlace de transmisión La Paz – Los Cabos integrado por dos Líneas de Transmisión en 230 kV, desde la SE Olas Altas a la SE El Palmar, y un enlace de transmisión en 115 kV, desde la SE El Triunfo hasta la SE Santiago, se forma la compuerta La Paz – Los Cabos.

La zona Los Cabos cuenta con la CE Turbogás Los Cabos, en la cual se han instalado 6 unidades turbogás que en conjunto suministran hasta 158.9 MW, el combustible que utilizan es diésel, por lo que los costos de operación de las unidades resultan en las de mayor costo en el SIBCS. Es importante señalar que el uso de suelo en la zona geográfica de Los Cabos es predominantemente turístico por lo que actualmente no se considera la construcción de nuevas centrales de generación en la zona, ni se han programado nuevas adiciones en la existente. Por tanto, para suministrar la demanda del área de influencia, se estará dependiendo de las unidades de generación de menor costo de operación que se han instalado en la zona La Paz.

Actualmente, se tiene la necesidad de operar las unidades de la CE Turbogás Los Cabos con la finalidad de mantener el flujo de transmisión por debajo del límite de operación permitido, además se requiere para suplir unidades de generación que salen a mantenimiento, para unidades con degradación o en falla. La Figura 9.4.11.1 se muestra el suministro de energía eléctrica de la CE Turbogás Los Cabos en 2022, se puede apreciar una utilización considerable de las unidades turbogás a lo largo del año.

La energía eléctrica proveniente de la zona La Paz se distribuye hacia la zona Los Cabos a través de equipos de transformación instalados en la SE El Palmar y en la SE Turbogás Los Cabos con relación de transformación 230/115 kV, de tal forma que, en la zona Los Cabos se forman dos anillos en 115 kV para el suministro de la demanda de la población y desarrollos turísticos. El primer anillo en 115 kV se forma entre las SE Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y Cabo del Sol y el segundo anillo en 115 kV se integra por las SE Cabo Real, Palmilla y San José del Cabo. Adicionalmente, se tiene una LT en 115 kV proveniente de la SE El Triunfo que suministra el enlace de transmisión en 115 kV a las SE Buenavista, Santiago, Aeropuerto San José y Monte Real.

En 2023 está proyectada la entrada en operación de la SE Buena Vista en 115 kV, por tanto, la Línea de Transmisión en 115 kV que complementa el enlace de transmisión El Triunfo – Santiago en 115 kV se actualizaría a la LT El Triunfo -Buena Vista.

Con base a la fecha estimada por CFE Transmisión, en 2024 y 2027 se podrá contar con la adición de compensación capacitiva en el enlace de transmisión en 115 kV desde la SE El Triunfo y la SE San José del Cabo debido a que ante el disparo de la LT Monte

Real – San José del Cabo las magnitudes de voltaje en Subestaciones Eléctricas de dicho corredor presentaban abatimientos de voltaje fuera de Límites Operativos.

SENER instruyó a CFE Transmisión la realización del proyecto M21-BS1 Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos, la fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación es agosto de 2029.

Con base a la fecha estimada por CFE Transmisión, en diciembre de 2028 será posible la entrada en operación de un tercer banco de transformación en la SE El Palmar con capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV y la nueva LT El Palmar – Monte Real en 115 kV. Con este proyecto se soluciona la problemática de capacidad de transformación en condiciones de red completa y ante contingencia del disparo de alguno de los dos bancos de transformación existentes en la SE El Palmar y será posible incrementar la capacidad de transmisión de la compuerta La Paz – Los Cabos, su fecha necesaria es de 2024, sin embargo, se ha diferido la fecha de entrada del proyecto a 2028, por lo que la utilización cada vez en mayor cantidad de horas al año de las unidades de la CE Turbogás Los Cabos seguirá incrementándose año tras año hasta la consolidación del proyecto.

Considerando en operación la totalidad de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión en el ámbito del SIBCS previo al periodo de verano de 2028 y como resultado del análisis de flujos de potencia, se verifica la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión entre la zona La Paz y Los Cabos.

Considerando la nueva infraestructura de generación que se instalará en la zona La

zona La Paz que incluye nuevas unidades de ciclo combinado que utilizarán gas natural como combustible, se tendrán menores costos de producción a nivel SIBCS. Por lo anterior, se tendrá un impacto en la utilización de las Unidades que consumen diésel y que se encuentran instaladas en la CE Turbogás Los Cabos reduciendo las horas en las que serán utilizadas para suministrar carga. Por tanto, las Unidades de esta Central Eléctrica no se dispondrán para condiciones normales de operación y se utilizarán únicamente en condiciones de emergencia hasta que se tenga la infraestructura suficiente de transmisión y compensación que permitan el suministro de energía eléctrica desde la zona La Paz en concordancia con la planificación de la infraestructura eléctrica.

Por lo anteriormente descrito, las unidades de generación de la CE Turbogás Los Cabos una vez que se tenga el proyecto que incrementa la capacidad de transmisión en la Compuerta La Paz – Los Cabos no serán despachadas motivado por los altos costos de operación que registran, además de la contaminación ambiental que resulta al estar en operación y a la problemática social de impacto ambiental y social a la población y desarrollos turísticos que se han asentado en la costa del Océano Pacífico y que el municipio de la ciudad de Cabo San Lucas ha declarado con vocación de cuidado al medio ambiente y recursos naturales.

Por lo anteriormente descrito, en el mediano plazo, la generación de la CE Turbogás Los Cabos será únicamente despachada en condiciones de emergencia o bien, cuando se alcance el Límite Operativo de la Compuerta La Paz – Los Cabos.

En la Figura 9.4.11.2 se muestra la infraestructura eléctrica de la zona Los Cabos a diciembre de 2022 y la Figura 9.4.11.3. se muestra la infraestructura eléctrica de la zona Los Cabos en 2028 con el proyecto.

Figura 9.4.11.1. Diagrama unifilar simplificado en la zona Los Cabos a diciembre de 2022

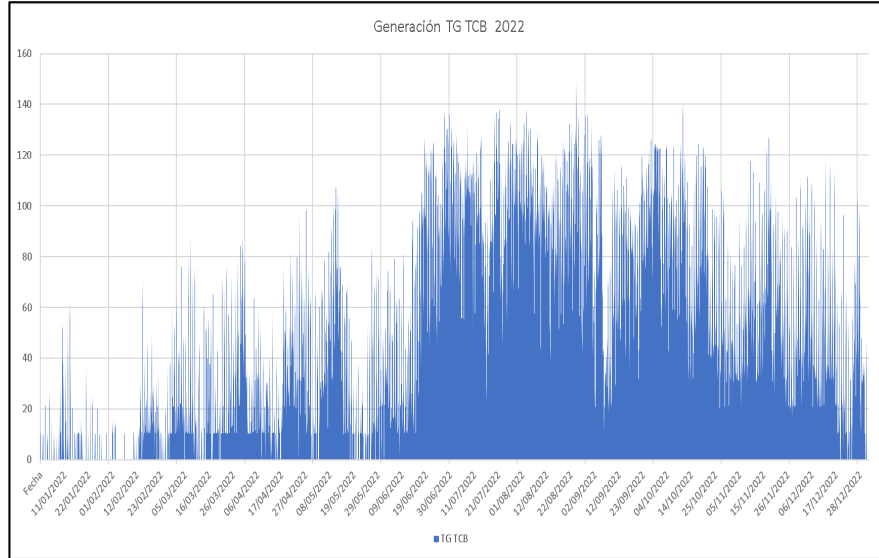


Figura 9.4.11.2 Diagrama unifilar simplificado en la zona Los Cabos a diciembre de 2022

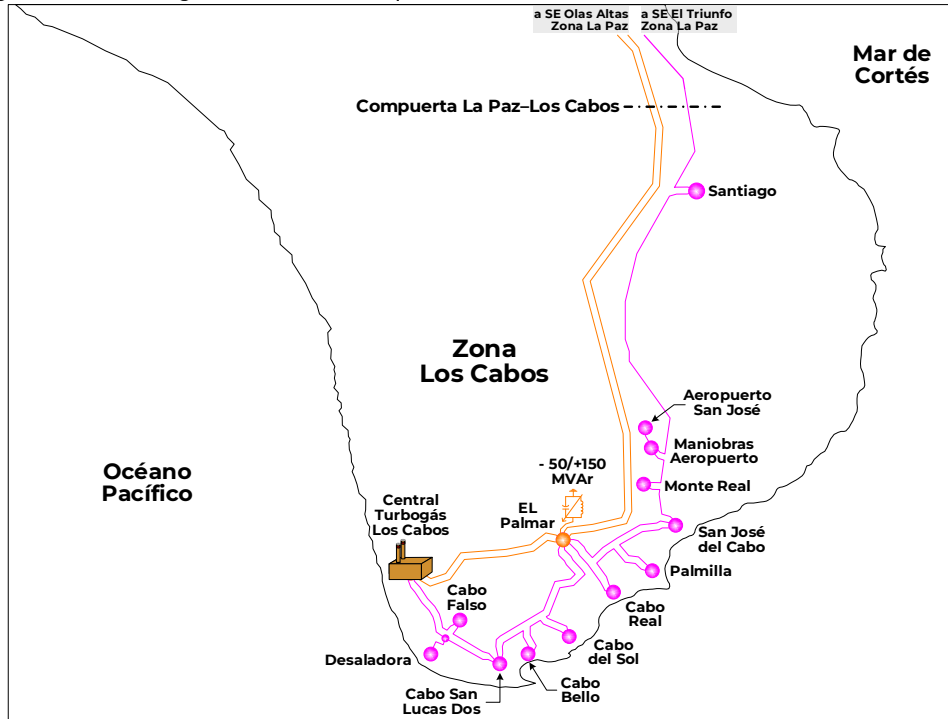
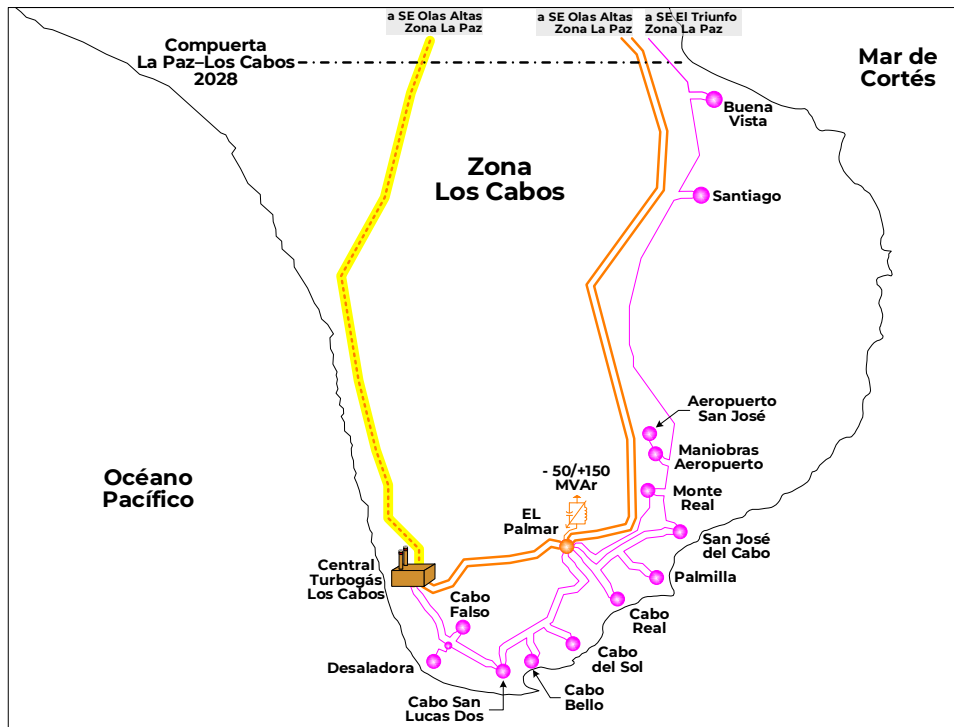


Figura 9.4.11.3 Diagrama unifilar simplificado en la zona Los Cabos en 2028



Con las consideraciones antes mencionadas, se desarrollaron estudios de flujos de potencia y curvas características de Potencia-Voltaje (P-V) en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla más severa para el SIBCS.

Se detectan dos contingencias críticas que limitan la capacidad de transmisión en la compuerta La Paz – Los Cabos.

La contingencia más severa resulta el disparo del CEV El Palmar. En la Figura 9.4.11.4 se muestra la curva P-V monitoreando la tensión en la SE El Palmar en 115 kV en donde se aprecia que el Límite Operativo pre-contingencia en la compuerta La Paz – Los Cabos es de 304 MW, mientras que la carga pronosticada en la zona Los Cabos en 2028 es de 380 MW. En base al Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2023-2043, se observa que al 2023 se tendrá una demanda máxima de 309 MW, por lo que se tendrá una

sobrecarga en los límites de transmisión de la Compuerta La Paz - Los Cabos, por tanto, se utilizará el despacho de las unidades de generación de la CE Turbogás Los Cabos.

En la Figura 9.4.11.5 se presentan la gráfica de la demanda neta pronosticada en la zona Los Cabos y el Límite Operativo previo al 2028 aun considerando que se han construido y han entrado en operación todos los proyectos instruidos en el ámbito del SIBCS:

1. P15-BS1 Santiago MVar
2. P15-BS2 Bledales MVar.
3. P16-BS2 Camino Real MVar
4. P17-BS1 Loreto MVar
5. P18-BS6 Recreo MVar
6. P20-BS1 Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos.

7. P20-BS2 Incremento en la Capacidad de Transformación en Zona Los Cabos.
8. P20-BS3 Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución.
9. M21-BS1 Incremento en la compensación capacitiva Zona Los Cabos. (Cabo San Lucas Dos MVAR, Cabo Bello MVAR y San José del cabo MVAR)
10. D18-BS1 Buena Vista Banco 1.
11. D19-BS1 Cabo Falso Banco 2.

De los resultados se observa que no será posible suministrar la demanda de desarrollo normal en el área de influencia con red completa a partir de 2023, por lo que se requerirá incorporar en el despacho, las unidades de la SE Turbogás Los Cabos. Por tanto, se requiere de un nuevo proyecto de transmisión que proporcione la seguridad y Confiabilidad en el suministro de la zona Los Cabos con Red Completa y ante contingencia sencilla N-1, disminuyendo los costos de operación a nivel sistema interconectado e incremente la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos.

Figura 9.4.11.4. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Sin Proyecto)

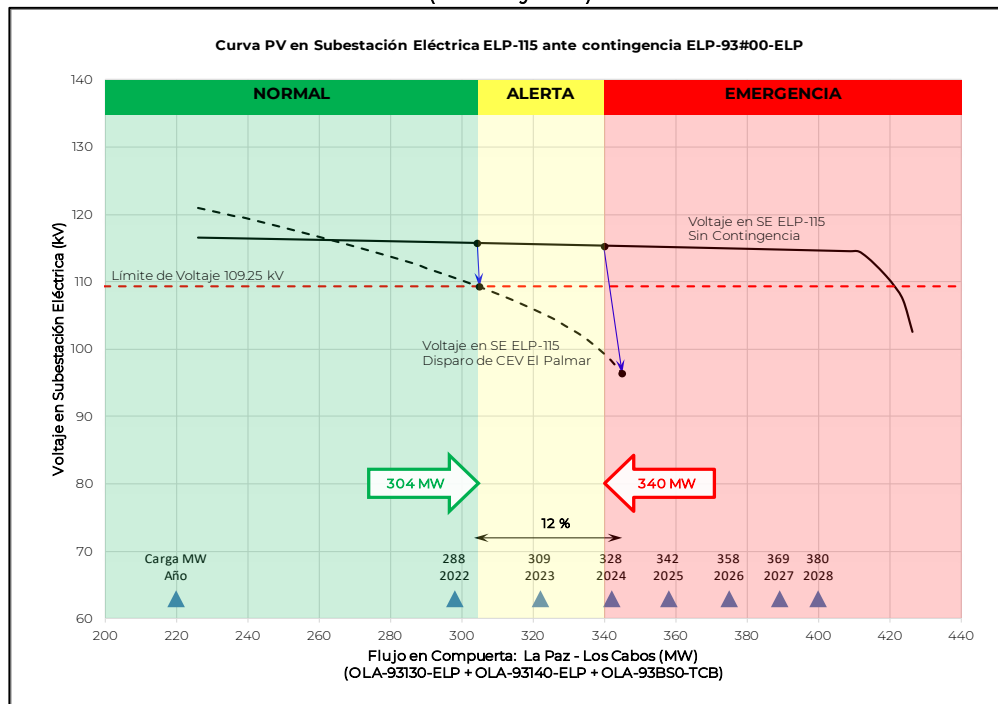
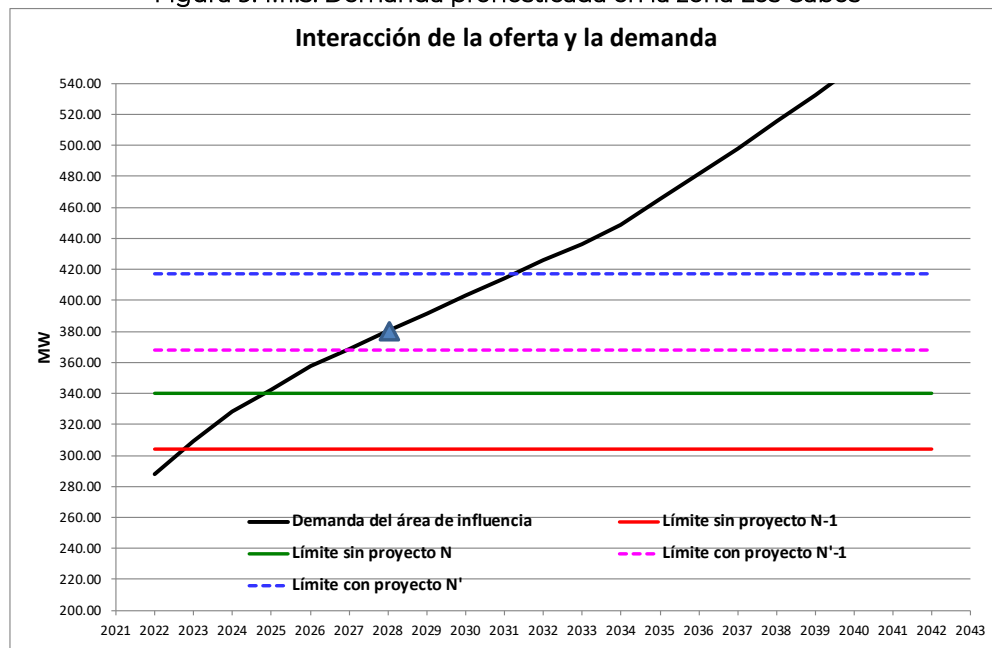


Figura 9.4.11.5. Demanda pronosticada en la zona Los Cabos


Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

- Un alimentador en 230 kV en la SE Turbogás Los Cabos, tipo SF6.

Por las condiciones operativas previstas en 2028, se proponen dos Alternativas para resolver la problemática de saturación de la capacidad de transmisión entre la zona La Paz y la zona Los Cabos, ambas Alternativas permiten mantener el suministro seguro y confiable en el mediano plazo de la carga.

Alternativa 2

Suministro de energía eléctrica con unidades turbogás en la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos.

- Despacho de las unidades turbogás cuyo combustible es diésel para aporte de potencia activa en la zona Los Cabos en base a las necesidades en el SIBCS incluso incrementando la capacidad instalada.

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Olas Altas – Turbogás Los Cabos en 230 kV, 140 km de longitud, torre de doble circuito, tendido del primer circuito.

Equipo en Subestación Eléctrica:

- Una bahía en 230 kV en la SE Olas Altas para incorporar un alimentador tipo convencional en 230 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.11.6 y 9.4.11.7 se muestran los diagramas unifilares simplificados de la zona Los Cabos para las Alternativas propuestas, en trazo punteado y sombreados color amarillo se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.11.6. Diagrama Unifilar Simplificado de la zona La Paz y Los Cabos 2028 para la Alternativa 1

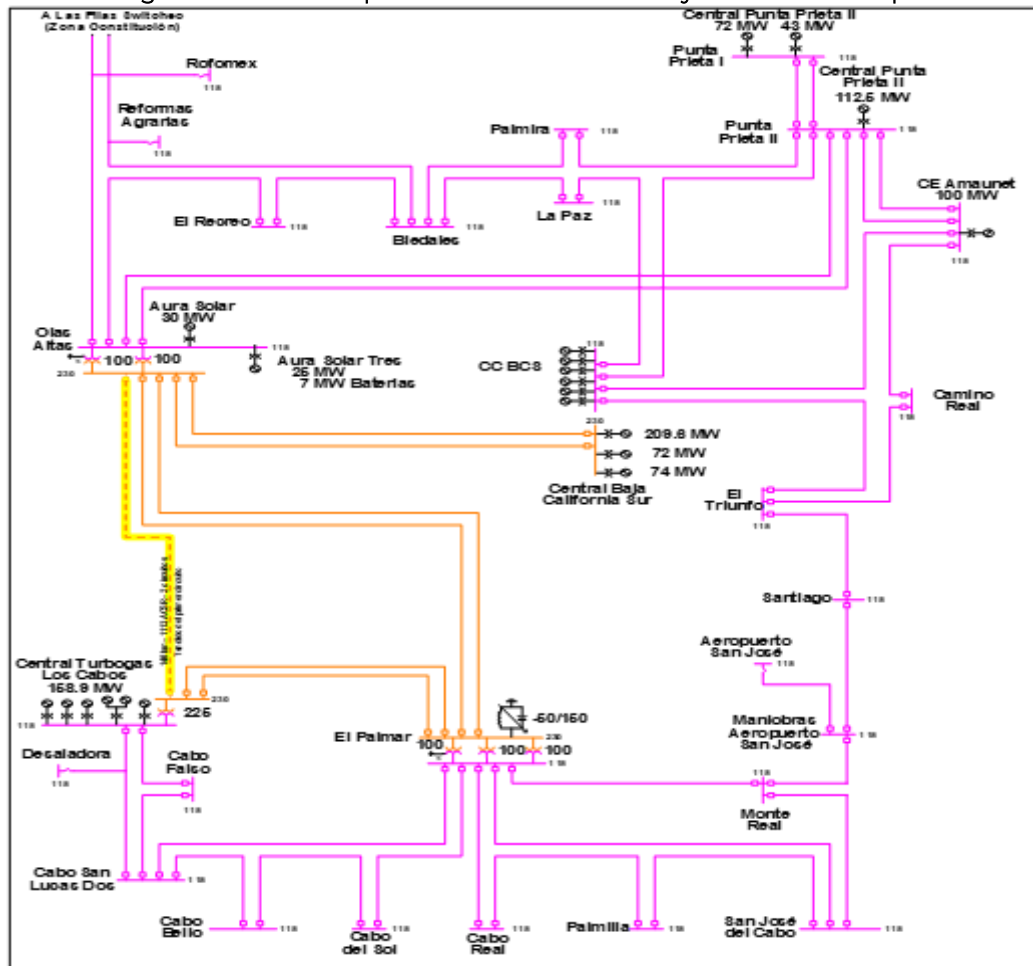
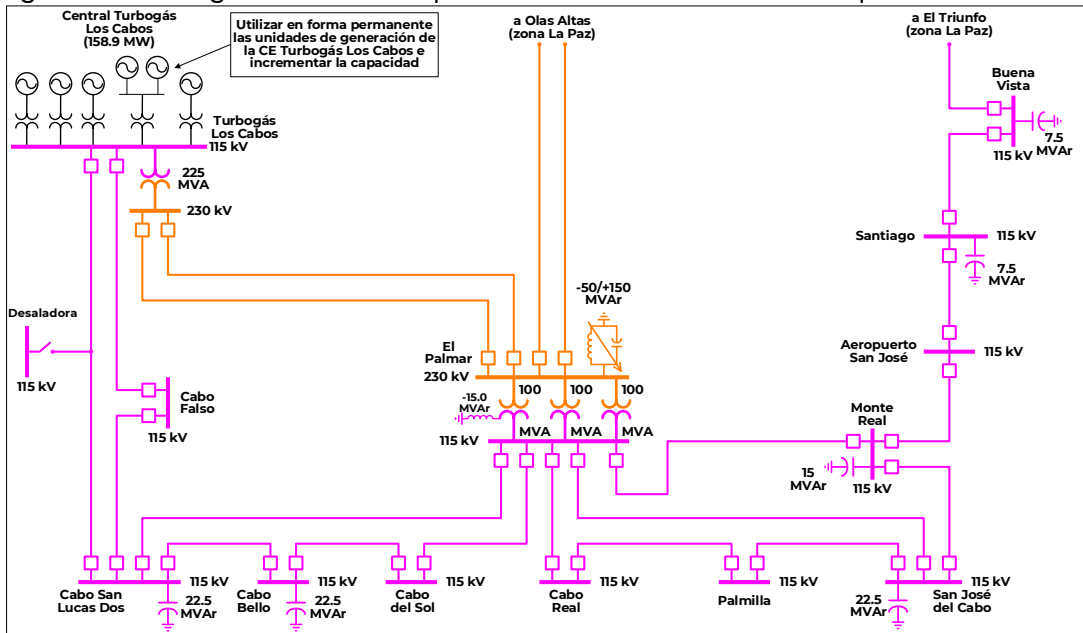


Figura 9.4.11.7. Diagrama Unifilar Simplificado de la zona Los Cabos 2028 para la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas

La **Alternativa 1** tiene costo de inversión estimado de **1,826.228 millones de pesos de 2022** (88.651 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Esta Alternativa considera una nueva LT entre las SE Olas Altas y SE El Palmar en 230 kV, tendido del primer circuito.

El Cuadro 9.4.11.1 y 9.4.11.2. muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.11.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Olas Altas – Turbogás Los Cabos /1	230	2	1400	abr-28	abr-28	1,688.323
Total			140.0			1,688.323

1/. Tendido del primer circuito

2/. Considera actividades previas con suelo tipo rural y suburbano

Cuadro 9.4.11.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Olas Altas	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28	34.519
Turbogás Los Cabos SF6	Alimentador Ampliación	1	230	abr-28	abr-28	103.385
Total		2				137.904

La **Alternativa 2** consiste en mantener en operación las unidades turbogás instaladas en la CE Turbogás Los Cabos que serviría

para atender el suministro local de la carga, mientras que el resto de las necesidades de energía eléctrica será suministrado a través

de la energía eléctrica a través de la compuerta La Paz a Los Cabos.

Es importante mencionar que al ser unidades turbogás tipo Aero derivadas que se incorporaron como unidades de emergencia, no están diseñadas para operar una cantidad de horas considerable como las unidades base, por lo que se requerirán se sustituidas periódicamente a lo largo del tiempo al concluir su vida útil en un periodo corto de tiempo. Por tanto, no se tiene un requerimiento de obras de transmisión, ya que lo que se incrementa será el costo de operación a nivel sistema interconectado al operar las unidades de mayor costo en el SIBCS, así como infraestructura de generación requerida a lo largo del tiempo.

La Figura 9.4.11.8 se muestra la curva P-V para el escenario con la Alternativa 1. Se aprecia que la SE más débil es El Palmar en 115 kV ante la saturación del CEV de El Palmar ante la contingencia de la LT Olas Altas - Turbogás Los Cabos, mientras que la capacidad de transmisión del enlace La Paz Los Cabos aumenta a 368 MW, considerando un margen de seguridad del 12 %.

La Figura 9.4.11.9 se muestra la curva P-V para el escenario con la Alternativa 1. Se aprecia la saturación de la capacidad de transformación de los equipos de transformación ante la pérdida del AT Turbogás Los Cabos, mientras que la capacidad de transmisión del enlace La Paz Los Cabos resulta en 353 MW.

Indicadores técnicos y económicos

Figura 9.4.11.8. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Alternativa 1)

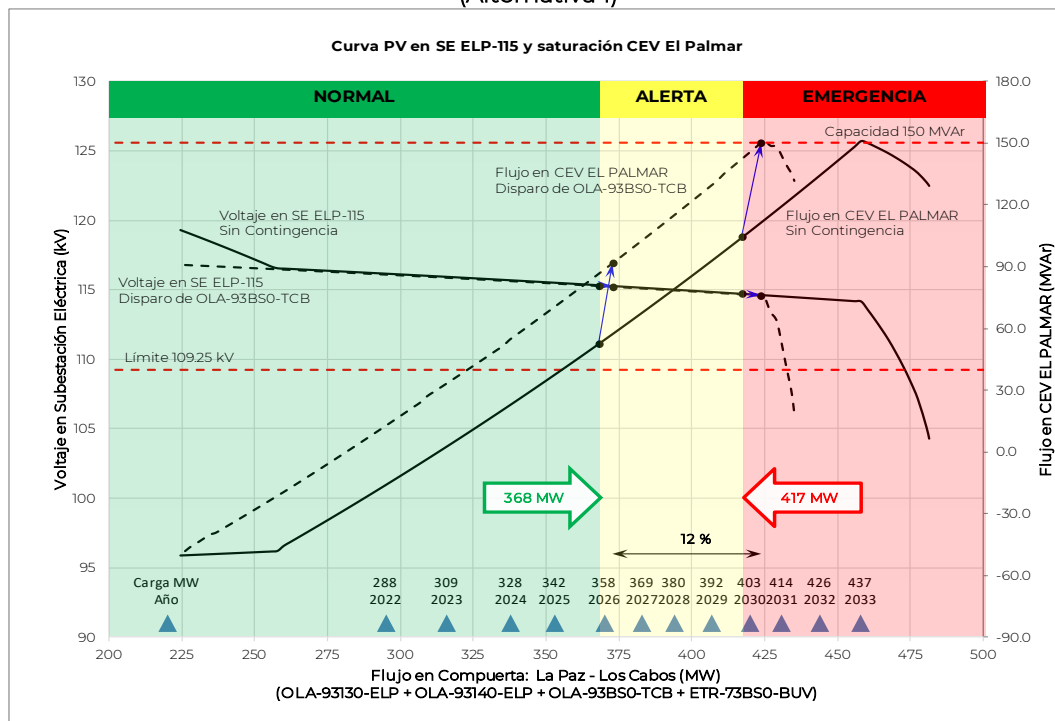
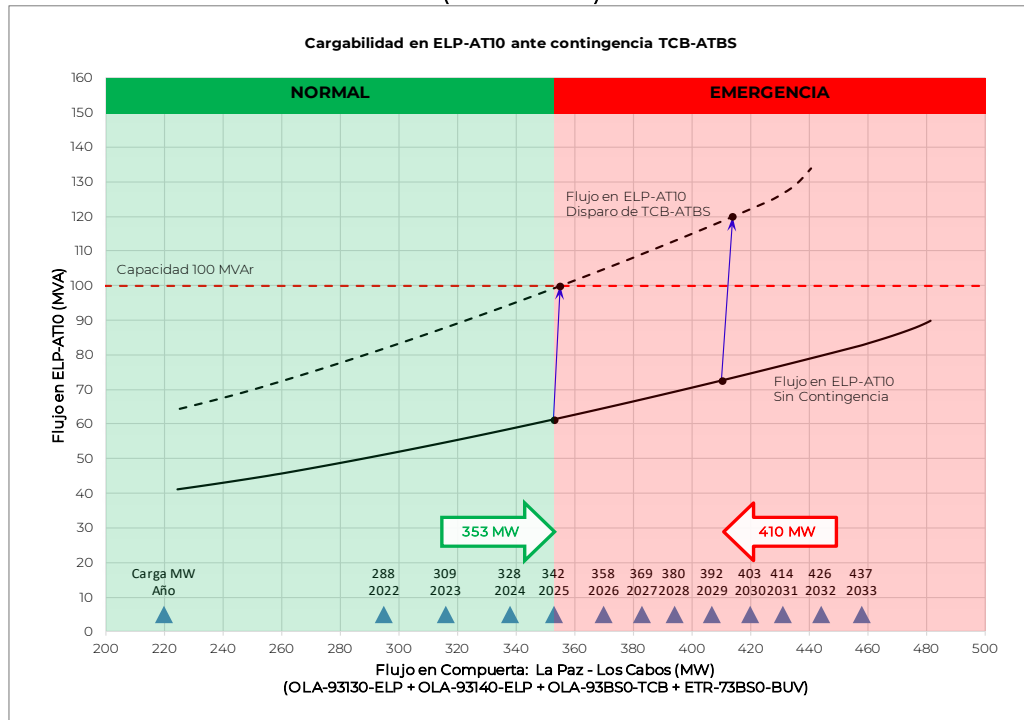


Figura 9.4.11.9. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Alternativa 1)



Resumen de beneficios económicos de las Alternativas

Alternativa 1

Los beneficios totales de la Alternativa 1 se estiman en 505.366 millones de dólares en VP de 2026, de los cuales, 487.64 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación, mantenimiento y pérdidas; 18.895 millones de dólares a los ahorros por energía eléctrica no servida y 1.168 millones de dólares de sobrecosto por externalidades asociadas con emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO₂. La Alternativa 1 presenta un beneficio neto de 420.58 millones de dólares en VP de 2026 y una relación beneficio-costos de 5.96.

El Cuadro 9.4.11.3, muestra los indicadores económicos de la Alternativa 1, para el escenario medio de aportaciones hidrológicas, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

Los resultados muestran la diferencia entre las dos Alternativas de solución, el beneficio de realizar la Alternativa 1 es de 42.580 millones de pesos de 2026 comparada contra el mantener en operación las unidades turbogás de la CE Turbogás Los Cabos.

Cuadro 10.3.12.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2026

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
487.640	18.895	505.366	84.786	84.786	420.580	5.96

Alternativa propuesta

El Cuadro 9.4.11.4 presenta el incremento en la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en la zona Los Cabos, en donde la Alternativa contra la que se comparó tiene limitada la capacidad de

transmisión, sin embargo, mediante la utilización de las unidades de generación instaladas en la CE Turbogás Los Cabos será posible suministrar la demanda al costo de operación que resulte. Em base a los resultados obtenido, la diferencia resultante es de 420.580 millones de pesos de 2026, por lo que la Alternativa 1 sería la que hay que realizar.

Cuadro 9.4.11.4. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Escenario	Capacidad de Transmisión	
	n	n-1
Sin Proyecto	340 MW	304
Alternativa 1	417 MW	368

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 incremento de la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos.

Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos

Como parte de la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

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.

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 CFE Distribución y avaladas por CENACE.

El último oficio de instrucción de obras de la RGD del MEM de SENER hacia CFE fue en abril de 2022 donde aplicaron las obras identificadas en PAMRNT 2021-2035.

Actualmente, los proyectos que fueron identificados en las RGD del MEM en el PAMRNT 2022-2036 no se han instruido a CFE Distribución, debido a que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER, por lo cual en esta sección se incluyen como identificadas nuevamente, así como los identificados en este PAMRNT 2023- 2037.

En el Cuadro 9.5.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER (2018 a 2021), indicando el estatus reportado por CFE Distribución a CENACE.

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Oriental	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-18	26-may-21	2018	Terminado
	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-21	4-oct-20	2018	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17	19-nov-20	2018	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-16	20-ene-21	2018	Terminado
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR5	Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	abr-20	30-sep-21	2019	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	dic-20	jun-24	2018	En Construcción
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	dic-20	jun-24	2018	En Construcción
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-20	jun-24	2019	En Proyecto
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-21	25-nov-22	2019	Terminado
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	mar-22	28-dic-22	2019	Terminado

... Continuación

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Oriental	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jul-22	jun-24	2018	En Construcción
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	dic-22	9-nov-22	2019	Terminado
	Veracruz	Veracruz	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	dic-22	15-dic-22	2019	Terminado
	Coatzacoalcos	Veracruz	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	dic-22	mar-24	2019	En Proyecto
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	dic-23	dic-23	2019	En Construcción
	Chontalpa	Tabasco	D20-OR4	Cárdenas Centro Banco 1	may-24	may-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Poza Rica	Veracruz	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	dic-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	may-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	may-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Cuatla	Morelos	D21-OR2	Cuatla II Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Los Ríos	Chiapas	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Chontalpa	Tabasco	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-26	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Occidental	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	may-21	11-oct-20	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19	14-ago-21	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19	11-dic-21	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	abr-19	may-25	2018	En Proyecto
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	oct-20	jun-23	2018	En Construcción
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	ago-21	abr-24	2018	En Construcción
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	sep-21	abr-24	2018	En Construcción
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	sep-21	feb-24	2018	En Construcción
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	ene-22	ene-24	2019	En Construcción
	León	Guanajuato	D19-OC12	Morelos Banco 1	jun-22	abr-24	2019	En Actividades Previas
	Querétaro	Querétaro	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	dic-22	feb-24	2019	En Construcción
	Los Altos	Jalisco	D19-OC4	Acatic Banco 1	abr-23	ago-25	2019	En Construcción
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	abr-23	jun-25	2019	En Construcción
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC5	Tolimán Banco 1	jun-23	jun-25	2019	En Proyecto
	Tepic	Nayarit	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-23	dic-24	2019	En Proyecto
Vallarta	Jalisco	D19-OC2	Centro Banco 1	dic-23	nov-24	2019	En Proyecto	

... Continuación

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Occidental	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	mar-24	2019	En Construcción
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	feb-24	2019	En Construcción
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-23	ago-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Querétaro	Querétaro	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Querétaro	Querétaro	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Matehuala	San Luis Potosí	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Noroeste	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	may-21	abr-24	2018	En Construcción
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	abr-21	13-may-22	2018	Terminado
	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-21	jul-24	2018	En Proyecto
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	abr-21	10-dic-22	2018	Terminado
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	abr-22	dic-25	2019	En Construcción
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	jul-23	2019	En Construcción
	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	abr-24	2019	En Actividades Previas
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	may-23	2019	En Proyecto
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	may-23	may-23	2019	En Actividades Previas
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	mar-24	mar-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Hermosillo	Sonora	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO3	La Primavera Banco 1	may-24	may-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Puerto Peñasco	Sonora	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Hermosillo	Sonora	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	dic-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Hermosillo	Sonora	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	dic-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Culiacán	Sinaloa	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	dic-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Mazatlán	Sinaloa	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	dic-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio	

... Continuación

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Norte	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19	may-24	2018	Ejecución o Construcción
	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	abr-18	dic-23	2018	Ejecución o Construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	abr-18	may-24	2018	Ejecución o Construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	abr-18	30-dic-21	2018	Terminado
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-20	jul-24	2018	Ejecución o Construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19	jun-24	2018	Ejecución o Construcción
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	mar-23	dic-23	2018	Ejecución o Construcción
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18	dic-23	2018	Ejecución o Construcción
	Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	abr-24	2019	Ejecución o Construcción
	Durango	Durango	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	abr-22	may-24	2019	Ejecución o Construcción
	Durango	Durango	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-22	jun-24	2019	Ejecución o Construcción
	Delicias	Chihuahua	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Chihuahua	Chihuahua	D21-NT3	Saucito Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Noreste	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	ago-20	8-jun-20	2018	Terminado
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	may-20	1-feb-23	2018	Terminado
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	jul-21	may-24	2018	Ejecución o Construcción
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	ene-24	2019	Ejecución o Construcción
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	jun-23	2019	En Actividades Previas
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	dic-20	3-feb-22	2019	Terminado
	Valles	San Luis Potosí	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-20	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Huejutla	Hidalgo	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Victoria	Tamaulipas	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Tampico	Tamaulipas	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio	

... Continuación

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Noreste	Valles	San Luis Potosí	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Reynosa	Tamaulipas	D21-NE8	Sinai Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Monterrey Poniente	Nuevo León	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Peninsular	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20	5-dic-20	2018	Terminado
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	ago-21	mar-24	2018	En Construcción
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	jul-21	mar-24	2018	En Construcción
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	jun-21	jun-23	2018	Ejecución o Construcción
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	jul-20	sep-23	2018	Ejecución o Construcción
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	jul-21	jun-23	2018	Ejecución o Construcción
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	nov-21	sep-23	2018	Ejecución o Construcción
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Ticul	Yucatán	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	abr-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Cancún	Quintana Roo	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	abr-23	abr-23	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
Baja California	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	may-20	27-feb-22	2018	Terminado
	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19	jun-23	2018	En Construcción
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22	jun-25	2018	En Construcción
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21	may-24	2018	En Construcción
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-21	dic-24	2018	En Proyecto
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	dic-25	2019	En Actividades Previas
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	jul-23	2019	En Construcción
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	mar-24	2019	En Construcción
	Tijuana	Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	ago-24	ago-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Tijuana	Baja California	D20-BC2	Durazno Banco 2	ago-24	ago-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Tijuana	Baja California	D20-BC3	Alamar Banco 1	ago-24	ago-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	Mexicali	Baja California	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	may-24	may-24	2021	Gestión del Caso de Negocio

... Continuación

Cuadro 9.5.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Baja California	Tijuana	Baja California	D20-BC5	Panamericana Banco 2	ago-25	ago-24	2021	Gestión del Caso de Negocio
	San Luis Río Colorado	Baja California	D20-BC6	Paredones Banco 1 Potencia	abr-24	abr-25	2021	Gestión del Caso de Negocio
	San Luis Río Colorado	Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Ensenada	Baja California	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-25	jun-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Tijuana	Baja California	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-25	ago-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio
	Mexicali	Baja California	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	Gestión del Caso de Negocio

Metas Físicas de los proyectos instruidos de Ampliación de las RGD del MEM

En el rubro de transmisión, los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos para su construcción por parte de SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen un total de 500.4 km-c de Líneas de Transmisión (sin contar aquellos que el Distribuidor informa como Terminados a CENACE), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas

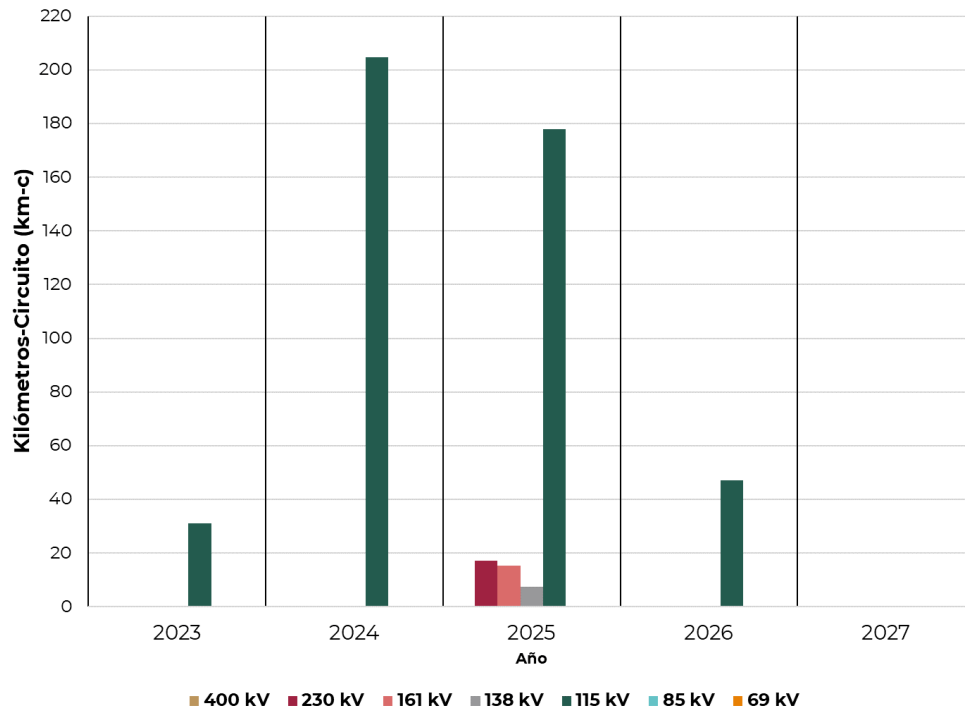
Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 460.4 km-c. En las Figuras 9.5.1 y 9.5.2 se puede observar el detalle por Entidad Federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

Figura 9.5.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión instruidas por SENER por Entidad Federativa



Figura 9.5.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Del rubro de transformación, los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,094.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, Sonora y Chihuahua. En la Figura 9.5.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 2,674.4 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 260 MVA, luego los de 161 kV con 130.0 MVA y finalmente los de 138 kV con solo 30 MVA.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,262.5 MVA, seguido de 2024 con 1,230 MVA.

En el estado de Baja California se tiene instruido un total de 15 proyectos, 10 en San Luis Potosí, 9 en cada uno de los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua.

Los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 185.3 MVar de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

En la Figura 9.5.4 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel

Figura 9.5.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por Entidad Federativa

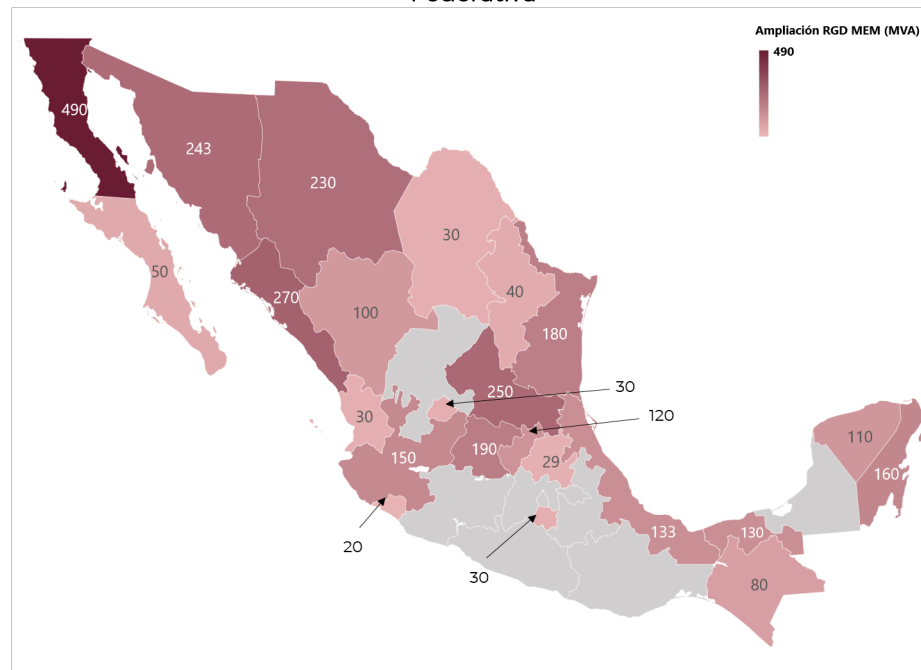
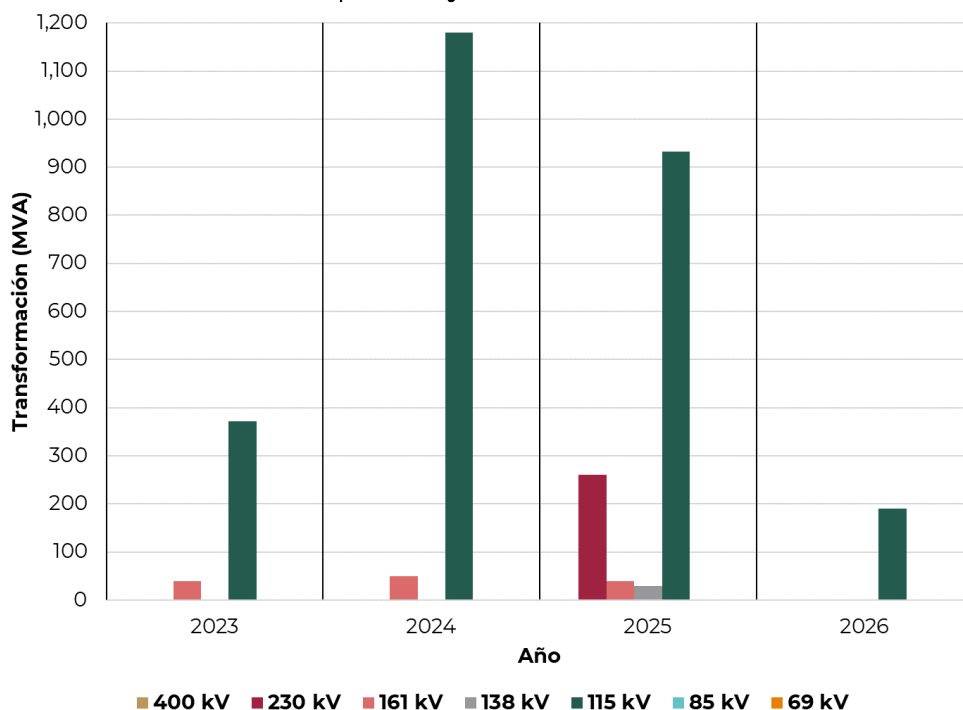


Figura 9.5.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Al igual que los proyectos de ampliación de la RNT, al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como PEM y por definición, para que el proyecto tenga los beneficios calculados en la evaluación técnica y económica, debe contar con todas las obras que lo conforman.

En los Cuadros siguientes se describen las metas físicas de cada proyecto instruido agrupado por PEM, que se desglosa por tipo de obra (Transmisión, Transformación y Compensación).

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2018

D18-OR1 Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	dic-21	4-oct-20	Oriental
Total			40.0				

T. Transformador

D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	abr-18	26-may-21	Oriental
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan MVar	Capacitor	13.8	3.6	abr-18	26-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	Gerencia de Control Regional
Berriozábal entronque Cintalapa II - El Sabino	115	2	0.4	dic-20	jun-24	Oriental
Total			0.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	jun-24	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	jun-24	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	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	20-ene-21	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	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	Gerencia de Control Regional
Mizatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	19-nov-20	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mizatán MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	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	Gerencia de Control Regional
Traconis entronque Kilómetro Veinte - Macuspana II	115	2	32.0	dic-20	jun-24	Oriental
Total			32.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	jun-24	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	jun-24	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	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez entronque Cactus Switchco - Tamulté	115	2	2.0	jul-22	jun-24	Oriental
Total			2.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-22	jun-24	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-22	jun-24	Oriental
Total			1.8			

D18-OC2 Tlajomulco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco Banco 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	11-dic-21	Occidental
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco MVar	Capacitor	23	3.6	abr-19	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	Gerencia de Control Regional
Tuzania Banco 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	14-ago-21	Occidental
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuzania MVar	Capacitor	23	3.6	abr-19	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	Gerencia de Control Regional
Bajío entronque Tesistán - Niños Héroes	230	2	4.8	abr-19	may-25	Occidental
Total			4.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío Banco 1	1	T	60.0	230/23	abr-19	may-25	Occidental
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío MVar	Capacitor	23	3.6	abr-19	may-25	Occidental
Total			3.6			

D18-OC6 Campos Banco 1 (SF6)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos - Terminal de Gas Manzanillo	115	1	0.1	oct-20	jun-23	Occidental
Total			0.1			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos Banco 1 (SF6)	1	T	20.0	115/13.8	oct-20	jun-23	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos MVar	Capacitor	13.8	1.2	oct-20	jun-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	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal entronque Jesús del Monte - Reyma	115	2	2.6	ago-21	abr-24	Occidental
Total			2.6			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-21	abr-24	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVar	Capacitor	13.8	1.2	ago-21	abr-24	Occidental
Total			1.2			

D18-OC8 Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal - Antea	115	2	9.8	sep-21	abr-24	Occidental
Total			9.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	sep-21	abr-24	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal MVar	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes entronque Cañada - Margaritas	115	2	12.0	sep-21	feb-24	Occidental
Total			12.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	sep-21	feb-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes MVAR	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	feb-24	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	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-21	11-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	Gerencia de Control Regional
El Llano Entronque Santa Ana - Oasis	115	2	0.6	may-21	abr-24	Noroeste
Total			0.6			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-21	abr-24	Noroeste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano MVAR	Capacitor	34.5	1.2	may-21	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
Río Sonora Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	13-may-22	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	13-may-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	Gerencia de Control Regional
Compuertas entronque Louisiana - Los Mochis III / 12	115	2	1.0	abr-21	jul-24	Noroeste
Total			1.0			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	jul-24	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	jul-24	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	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	10-dic-22	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	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	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres - Menonita	115	1	36.0	abr-19	may-24	Norte
Total			36.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	may-24	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	may-24	Norte
Total			1.8			

D18-NT2 Sauzal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal entronque Zaragoza - Médanos	115	2	2.4	abr-18	dic-23	Norte
Total			2.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	dic-23	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	dic-23	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	Gerencia de Control Regional
El Capulín entronque Janos - Casas Grandes	115	2	18.6	abr-18	may-24	Norte
Total			18.6			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	may-24	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	may-24	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	Gerencia de Control Regional
La Salada Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	30-dic-21	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	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	Gerencia de Control Regional
Buenavista - Ascensión	115	1	25.0	abr-20	jul-24	Norte
Total			25.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	jul-24	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	jul-24	Norte
Total			1.2			

D18-NT7 Lebarón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón - Galeana	115	1	33.5	abr-19	jun-24	Norte
Total			33.5			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	jun-24	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	jun-24	Norte
Total			1.8			

D18-NT9 Viñedos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos entronque Allende - El Perú	115	2	1.0	mar-23	dic-23	Norte
Total			1.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-23	dic-23	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos MVar	Capacitor	13.8	1.8	mar-23	dic-23	Norte
Total			1.8			

D18-NT11 Cuatro Siglos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos entronque Fuentes - Tecnológico	115	2	2.0	abr-18	dic-23	Norte
Total			2.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	dic-23	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	dic-23	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	Gerencia de Control Regional
Tempoal II Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	may-20	1-feb-23	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tempoal II MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-20	1-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	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta entronque Tampico - Chairel	115	2	1.0	jul-21	may-24	Noreste
Total			1.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-21	may-24	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-21	may-24	Noreste
Total			1.8			

D18-NE4 Morelos Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-20	8-jun-20	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVar	Capacitor	13.8	1.8	ago-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	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	5-dic-20	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas MVar	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	5-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	Gerencia de Control Regional
Chetumal Norte - Oxtankah /12	115	1	4.0	ago-21	mar-24	Peninsular
Total			4.0			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-21	mar-24	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah MVar	Capacitor	13.8	1.2	ago-21	mar-24	Peninsular
Total			1.2			

D18-PE4 Hunxectamán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán entronque Mérida II - Lerma	115	2	1.0	jul-21	mar-24	Peninsular
Total			1.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-21	mar-24	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-21	mar-24	Peninsular
Total			1.8			

D18-PE5 Alom Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-21	jun-23	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	jun-23	Peninsular
Total			1.8			

D18-PE6 Umán Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jul-20	sep-23	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-20	sep-23	Peninsular
Total			1.8			

D18-PE7 Xcalacoco Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	jul-21	jun-23	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco MVar	Capacitor	13.8	1.2	jul-21	jun-23	Peninsular
Total			1.2			

D18-PE8 Zac Nicté Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-21	sep-23	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté MVar	Capacitor	13.8	1.8	nov-21	sep-23	Peninsular
Total			1.8			

D18-BC1 Carranza Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	may-20	27-feb-22	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAR	Capacitor	13.8	2.4	may-20	27-feb-22	Baja California
Total			2.4			

D18-BC2 Pacífico Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pacífico Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	jun-19	jun-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	Gerencia de Control Regional
Pacífico MVAR	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-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	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia - Chapultepec	230	1	11.0	may-22	jun-25	Baja California
Total			11.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	may-22	jun-25	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia MVAR	Capacitor	13.8	2.4	may-22	jun-25	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	Gerencia de Control Regional
La Encantada entronque Metrópoli Potencia - Tijuana I / 14	115	2	0.3	jun-21	may-24	Baja California
Total			0.3			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Encantada Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	jun-21	may-24	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	Gerencia de Control Regional
La Encantada MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	may-24	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	Gerencia de Control Regional
Buena Vista entronque El Triunfo - Santiago	115	2	0.2	abr-21	dic-24	Baja California Sur
Total			0.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	dic-24	Baja California Sur
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	dic-24	Baja California Sur
Total			1.2			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2019
D18-OR5 Uxpanapa III Banco 2 (antes Sanchez Taboada) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uxpanapa III Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	30-sep-21	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uxpanapa III Banco 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	30-sep-21	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	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	9-nov-22	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	9-nov-22	Oriental
Total			1.8			

D19-OR2 Tepeyac Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	dic-23	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	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	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente entronque Los Ríos Potencia - El Zopo	115	2	2.0	dic-20	jun-24	Oriental
Total			2.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	jun-24	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente MVar	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	jun-24	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	Gerencia de Control Regional
Perote II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-22	28-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	Gerencia de Control Regional
Simojovel Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	25-nov-22	Oriental
Total			9.4				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel MVar	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	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	Gerencia de Control Regional
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paso del Toro MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			1.2			

D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	mar-24	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	mar-24	Oriental
Total			1.8			

D19-OC1 Jauja Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja entronque Tabacalera - Tepic Industrial	115	2	10.4	nov-23	dic-24	Occidental
Total			10.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-23	dic-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja MVar	Capacitor	13.8	1.8	nov-23	dic-24	Occidental
Total			1.8			

D19-OC2 Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro entronque Vallarta I - Nogalito	115	2	3.8	dic-23	nov-24	Occidental
Total			3.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	nov-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	nov-24	Occidental
Total			1.8			

D19-OC4 Acatic Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic entronque Tepatitlán - Zapotlanejo Distribución	115	2	0.8	abr-23	Ago-25	Occidental
Total			0.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-23	Ago-25	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic MVar	Capacitor	23	1.2	abr-23	Ago-25	Occidental
Total			1.2			

D19-OC5 Tolimán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juan Rulfo - Tolimán	115	1	13.6	jun-23	jun-25	Occidental
Total			13.6			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán Banco 1	1	T	20.0	115/23	jun-23	jun-25	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán MVar	Capacitor	23	1.2	jun-23	jun-25	Occidental
Total			1.2			

D19-OC6 Tapalpa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa entronque Sayula - Centro Logístico	115	2	22.0	abr-23	jun-25	Occidental
Total			22.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-23	jun-25	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa MVar	Capacitor	23	1.2	abr-23	jun-25	Occidental
Total			1.2			

D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ene-22	ene-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Graciano Sánchez MVar	Capacitor	13.8	1.8	ene-22	ene-24	Occidental
Total			1.8			

D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-23	mar-24	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-23	mar-24	Occidental
Total			1.2			

D19-OC12 Morelos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos entronque León IV - León Alfaro	115	2	6.0	jun-22	abr-24	Occidental
Total			6.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	abr-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	abr-24	Occidental
Total			1.8			

D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	feb-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	feb-24	Occidental
Total			1.8			

D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	feb-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	feb-24	Occidental
Total			1.8			

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui Banco 1	1	T	40.0	230/34.5	abr-22	dic-25	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVar	Capacitor	34.5	2.4	abr-22	dic-25	Noroeste
Total			2.4			

D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	may-22	jul-23	Noroeste
Total			12.5				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol MVar	Capacitor	13.8	0.9	may-22	jul-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	Gerencia de Control Regional
Santa Fe entronque Culiacán Poniente - Tres Ríos	115	2	2.4	abr-23	abr-24	Noroeste
Total			2.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-24	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-24	Noroeste
Total			1.8			

D19-NO4 Tamazula Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula - San Rafael	115	1	12.3	may-23	may-23	Noroeste
Total			12.3			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-23	may-23	Noroeste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

D19-NO5 Terramara Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara entronque Viñedos - Oasis	115	2	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-23	may-23	Noroeste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara MVar	Capacitor	34.5	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-23	abr-24	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Ideal MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-23	abr-24	Norte
Total			1.2			

D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Canatlán II Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-22	may-24	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Canatlán II MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-22	may-24	Norte
Total			1.2			

D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	abr-22	jun-24	Norte
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana MVar	Capacitor	13.8	3.6	abr-22	jun-24	Norte
Total			3.6			

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	ene-24	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Alto MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	ene-24	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	Gerencia de Control Regional
San Bartolo entronque Cruz de Ataque - Ixhuatlán	115	1	12.0	jun-23	jun-23	Noreste
Total			12.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Bartolo Banco 1	1	T	9.4	115/23	jun-23	jun-23	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	Gerencia de Control Regional
Tambaca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	3-feb-22	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tambaca MVar	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	3-feb-22	Noreste
Total			1.2			

D19-BC1 Libramiento Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento entronque Parque Industrial San Luis - San Luis Rey	230	2	0.4	abr-22	dic-25	Baja California
Total			0.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-22	dic-25	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	dic-25	Baja California
Total			2.4			

D19-BC2 González Ortega Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-23	jul-23	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-23	jul-23	Baja California
Total			2.4			

D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	mar-24	Baja California Sur
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	mar-24	Baja California Sur
Total			1.8			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2021

D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	dic-24	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	Gerencia de Control Regional
San Martín entronque Soyalo - San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	may-25	Oriental
Total			28.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-25	may-25	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-25	may-25	Oriental
Total			1.2			

D20-OR3 Bachajón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón - Ocosingo	115	1	23.0	may-25	may-25	Oriental
Total			23.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-25	may-25	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón MVar	Capacitor	34.5	1.2	may-25	may-25	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	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro entronque Cárdenas - Cárdenas Sur	115	2	9.2	may-24	may-25	Oriental
Total			9.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	may-25	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-24	may-25	Oriental
Total			1.8			

D20-OC2 Carlota Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota entronque Querétaro Sur - Querétaro Potencia	115	2	4.2	abr-24	abr-25	Occidental
Total			4.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-25	Occidental
Total			1.8			

D20-OC3 Satélite Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
Los Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Poniente	115	2	6.2	abr-24	abr-25	Occidental
Total			6.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos entronque Guanajuato Sur - Silao Potencia	115	2	3.0	ago-23	ago-25	Occidental
Total			3.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-23	ago-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos MVar	Capacitor	13.8	1.8	ago-23	ago-25	Occidental
Total			1.8			

D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores entronque Cuiliacán Poniente - La Higuera	115	2	13.0	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			13.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores MVar	Capacitor	34.5	1.8	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			1.8			

D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecnológico Hermosillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecnológico Hermosillo MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	abr-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	Gerencia de Control Regional
La Primavera entronque Culiacán Potencia - Culiacán Cinco	115	2	0.8	may-24	may-25	Noroeste
Total			0.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Primavera Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	may-24	may-25	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Primavera MVar	Capacitor	13.8	2.4	may-24	may-25	Noroeste
Total			2.4			

D20-NO4 Oriente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 2 MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			1.8			

D20-NE1 Museo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-24	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-24	Noreste
Total			1.2			

D20-NE2 Zacualtipán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán - Molango	115	1	18.1	abr-24	abr-25	Noreste
Total			18.1			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-24	abr-25	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán MVar	Capacitor	23	1.2	abr-24	abr-25	Noreste
Total			1.2			

D20-PE1 Keeh Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh entronque Nizuc - Bonfil	115	2	6.2	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			6.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			1.8			

D20-PE2 Kohunlich Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kohunlich Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kohunlich MVAR	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
Tekax II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	abr-24	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tekax II MVAR	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	abr-24	Peninsular
Total			1.2			

D20-BC1 Tereo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tereo entronque Guerrero - Río /12, 14	115	2	1.4	ago-24	ago-25	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	Gerencia de Control Regional
Tereo Banco 1 (SF6) / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago -24	ago -25	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	Gerencia de Control Regional
Tereo MVAR	Capacitor	13.8	1.8	ago -24	ago -25	Baja California
Total			1.8			

D20-BC2 Durazno Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Durazno Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Durazno MVar	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Alamar entronque Frontera - Tijuana 1 / 14	115	2	0.8	ago-24	ago-25	Baja California
Total			0.8			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alamar Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-25	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	Gerencia de Control Regional
Alamar MVar	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	ago-25	Baja California
Total			1.8			

D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente Banco 4	1	T	50.0	161/34.5	may-24	may-24	Baja California
Total			50.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente MVar	Capacitor	34.5	3.0	may-24	may-24	Baja California
Total			3.0			

D20-BC5 Panamericana Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-25	ago-24	Baja California
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana MVar	Capacitor	13.8	1.8	ago-25	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	15.4	abr-24	abr-25	Baja California
Total			15.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-24	abr-25	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Cuautla II Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuautla II MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Oriental
Total			1.8			

D21-OR3 Palenque Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palenque Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palenque MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
La Isla entronque Cárdenas Dos - Cactus Switcheo	115	2	2.0	abr-26	abr-25	Oriental
Total			2.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Isla Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-25	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Isla MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
El Pedregal entronque San Luis Potosí - Tangamanga / 12	115	2	7.3	abr-25	abr-25	Occidental
Total			7.3			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Pedregal MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
Total			1.8			

D21-OC2 Matehuala Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matehuala Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-25	abr-25	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matehuala MVar	Capacitor	34.5	2.4	abr-25	abr-25	Occidental
Total			2.4			

D21-OC4 San Pedro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Pedro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Pedro MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
Total			1.8			

D21-OC5 Santiago Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes entronque Hermosillo Loma - Quiroga	115	2	8.8	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			8.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			2.4			

D21-NO2 Rolando García Urrea Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rolando García Urrea Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rolando García Urrea MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			2.4			

D21-NO3 Culiacán Centro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán Centro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	abr-25	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán Centro MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente	115	2	4.8	dic-26	abr-26	Noroeste
Total			4.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	dic-26	abr-26	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-26	abr-26	Noroeste
Total			2.4			

D21-NT1 Meoqui Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Meoqui Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Meoqui MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Norte
Total			1.8			

D21-NT3 Saucito Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23.8	abr-25	abr-25	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Saucito MVar	Capacitor	23.8	1.8	abr-25	abr-25	Norte
Total			1.8			

D21-NE1 Tamalín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín entronque Ozuluama - Naranjos	115	2	0.4	abr-25	abr-25	Noreste
Total			0.4			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			12.5				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín MVar	Capacitor	13.8	0.8	abr-25	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Miramar II entronque Santa Amalia - Laguna del Conejo /12	115	2	6.0	abr-25	abr-25	Noreste
Total			6.0			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miramar II Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miramar II MVAR	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			1.8			

D21-NE3 Molino Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino entronque Pánuco - Higo Dos	115	2	8.0	abr-26	abr-26	Noreste
Total			8.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino MVAR	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
Total			1.8			

D21-NE4 Ahuacatlán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Axtla - Ahuacatlán	115	1	23.0	abr-26	abr-26	Noreste
Total			23.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ahuacatlán Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ahuacatlán MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-26	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	Gerencia de Control Regional
Las Palmas entronque Olivo - Bicentenario /12	115	2	7.0	abr-26	abr-26	Noreste
Total			7.0			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
Total			1.8			

D21-NE6 Hidalgo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo entronque Infonavit - Chairel /12	115	2	2.0	abr-26	abr-26	Noreste
Total			2.0			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
Total			1.8			

D21-NE7 Laguna Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna entronque Ingenio San Miguel el Naranjo - Valle Alto	115	2	0.2	abr-26	abr-26	Noreste
Total			0.2			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-26	Noreste
Total			1.2			

D21-NE8 Sinaí Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí entronque Jarachina - San Cristóbal	138	2	7.36	abr-25	abr-25	Noreste
Total			7.36			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			1.8			

D21-NE9 Fomerrey 22 Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fomerrey 22 Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fomerrey 22 MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Noreste
Total			2.4			

D21-NE10 Playa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa entronque Flex América - Refinería Madero /12	115	2	3.0	abr-25	abr-25	Noreste
Total			3.0			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
Total			1.8			

D21-PE1 Punta Sam Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Sam Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-23	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Sam MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-23	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	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial	230	2	1.0	abr-25	abr-25	Baja California
Total			1.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	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	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado entronque Ciprés - Cementos California	115	2	2.0	abr-25	jun-25	Baja California
Total			2.0			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	jun-25	Baja California
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	jun-25	Baja California
Total			1.8			

D21-BC3 Seminario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seminario Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-25	ago-25	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	Gerencia de Control Regional
Seminario MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	ago-25	Baja California
Total			1.8			

D21-BC4 Centenario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centenario Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centenario MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Baja California
Total			2.4			

Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM son presentados al CENACE por CFE Distribución, donde se proponen dos Alternativas para su evaluación técnica por Confiabilidad, posteriormente se entregan evaluaciones económicas de ambas Alternativas realizadas por CFE Distribución considerando el *catálogo de precios unitarios por mano de obra, materiales y equipo*. De los proyectos presentados en este programa faltan su revisión comparativa de las evaluaciones económicas con los costos del COPAR, así como revisión de equipamiento necesario en los casos donde se requiera en las Subestaciones Eléctricas adyacentes por parte de CFE Transmisión o modificaciones a los arreglos de las nuevas Subestaciones Eléctricas propuestas que requiera el Transportista.

Con el fin de atender, hasta 2028, 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 la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE.

En el Cuadro 9.6.1 se muestran los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2022-2036, 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, que no se han instruido a CFE Distribución, debido a que se encuentran evaluación y autorización por parte de la SENER.

Adicionalmente, para este ciclo de planeación, se tienen identificados proyectos de ampliación de la RGD del MEM que se presentan en el Cuadro 9.6.2, de forma similar son requeridos para la atención del suministro en el corto plazo y requieren su instrucción por parte de la SENER hacia la CFE, a fin de iniciar su proceso de autorizaciones y construcción.

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 9.6.1. Proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2022-2036.

Se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona Distribución de Estado	de /	Eficiencia	Calidad	Confiablez	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Oriental	D22-ORI2	Tejalpa Banco 2	mar-27	Morelos / Morelos		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR2	Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)	may-27	Los Tuxtlas / Veracruz		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR3	Soledad de Doblado Banco 2	may-27	Veracruz / Veracruz		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR4	San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	dic-26	Oaxaca / Oaxaca		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR5	Periférico Sur Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR6	Cuauhtémoc Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR7	Malpaso III Banco 1 (sustitución)	dic-26	Chontalpa / Chiapas		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Occidental	D22-OC1	Fluvial Banco 2	ago-26	Vallarta / Jalisco		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC2	Valle Dorado Banco 1	may-26	Nuevo Vallarta / Nayarit		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC3	Matamoros Banco 1	jun-26	Aguascalientes / Aguascalientes		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC4	Las Flores Banco 1	ago-29	San Luis Potosí/ San Luis Potosí		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D22-NO1	Campo Gobierno Banco 1	abr-26	Culiacán / Sinaloa		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-NO2	Naranjo Banco 1	abr-26	Guasave / Sinaloa		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D22-NE1	Concordia Banco 1	ago-27	Monterrey / Nuevo León		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-NE2	Lermas Banco 1	ago-26	Monterrey / Nuevo León		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D22-BC1	Mexicali Oriente Banco 3	abr-27	Mexicali / Baja California		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-BS1	Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	abr-26	La Paz / Baja California Sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓

Cuadro 9.6.2. Proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Oriental	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Tuxtla Gutierrez / Chiapas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Chontalpa / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-27	Tlaxcala / Tlaxcala	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Puebla / Puebla	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Occidental	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Minas / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-OC2	Huanacastle Banco 1	dic-27	Vallarta / Nayarit	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-OC3	El Salto Banco 2	jun-26	Chapala / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D23-NO1	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Nogales / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NO2	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Navojoa / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NO3	Flores Magón Banco 1	abr-27	Los Mochis / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NO4	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NO5	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NO6	Del Mar Banco 2	abr-27	Mazatlán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Piedras Negras / Coahuila	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Monterrey / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE4	San Martín Banco 2	may-27	Monterrey / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	abr-27	Monterrey / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Sabinas / Coahuila	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	jun-28	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D23-BC1	Valle de Puebla Banco 2	abr-27	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-BC2	San Simón Banco 2	abr-27	Ensenada / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California Sur	D23-BS1	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	abr-28	Constitución / Baja California Sur	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D23-BS2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-28	Los Cabos / Baja California Sur	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Peninsular	D22-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Mérida / Yucatán	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2022-2036, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER

Como resultado del ejercicio de planeación PAMRNT 2022 – 2036 se identificaron 17 proyectos de ampliación de la RNT.

Estos proyectos contemplan la construcción de 57.1 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los

estados en donde se tendrán adiciones son Sinaloa, Tabasco, San Luis Potosí, Nuevo León, Nayarit y Oaxaca. Todas las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 57.1 km-c.

En la Figura 9.6.1 se presenta la ubicación indicativa geográfica de cada uno de los proyectos identificados de ampliación de la RGD del MEM, indicando el nivel de tensión del primario del transformador. En las Figuras 9.6.2 y 9.6.3 se puede observar los km de líneas de transmisión por Entidad Federativa, año y nivel de tensión, respectivamente

Figura 9.6.1 Ubicación indicativa geográfica de los proyectos identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2022-2036, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER

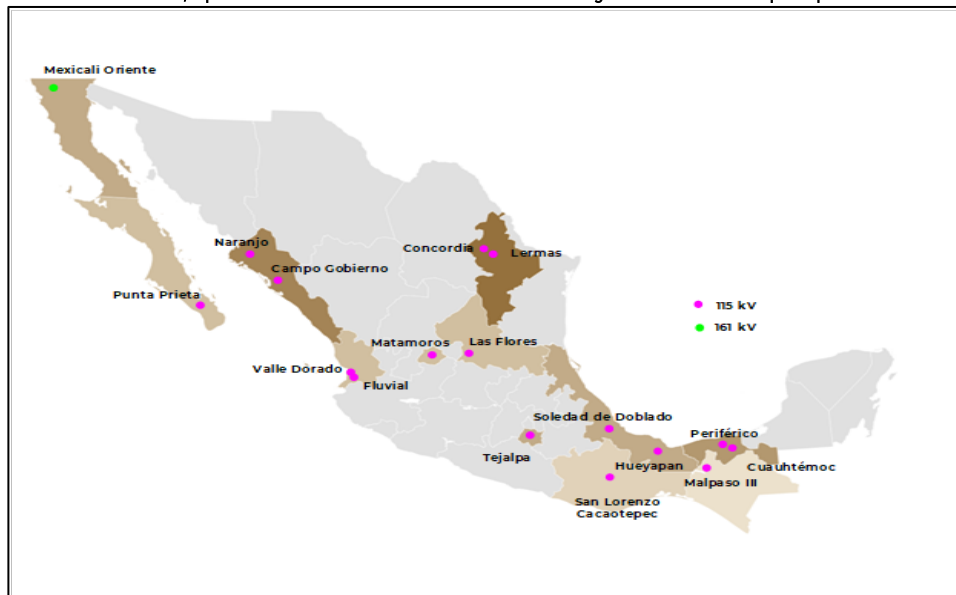
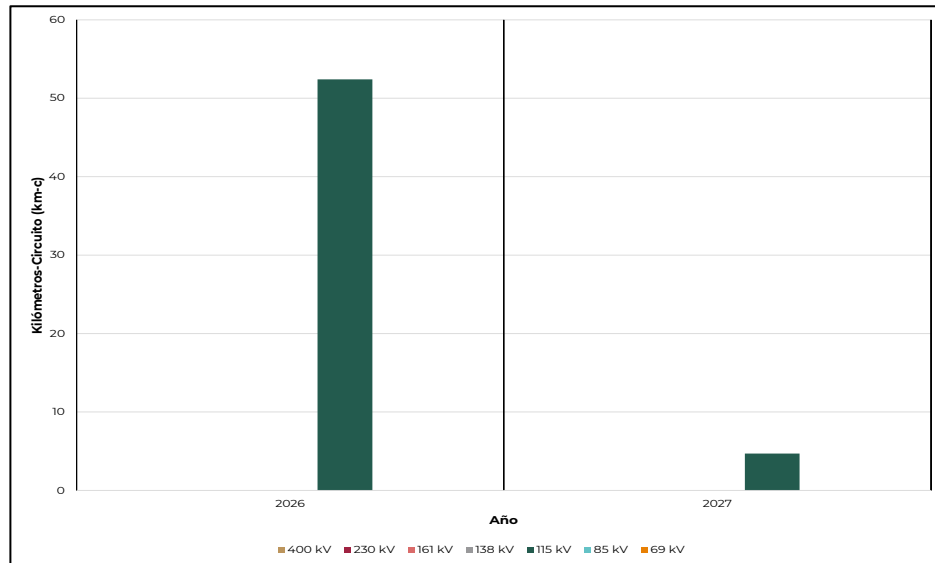


Figura 9.6.2 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión identificadas en el PAMRNT 2022-2036 por Entidad Federativa, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER



Figura 9.6.3 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión identificadas en el PAMRNT 2022-2036 por año de entrada en operación y nivel de tensión, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER.



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación PAMRNT 2022 – 2036 constituyen un total de 482.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales

la mayor contribución provendrá de los estados de Nuevo León, Sinaloa y Tabasco. En la Figura 9.6.4 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Se identificaron dos proyectos en cada uno de los estados de Nuevo León, Sinaloa, Tabasco y Veracruz. Para el resto de los estados (Aguascalientes, Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Jalisco, Morelos, Nayarit, Oaxaca y San Luis Potosí) solo se identifica un proyecto para cada uno de ellos.

En la Figura 9.6.5 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (17) solo uno de ellos es en el

nivel de tensión de 161 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 442.5 MVA. En 2026 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 302.5 MVA, seguido de 2027 con 180.0 MVA.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 29.4 MVar de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

Figura 9.6.4 Capacidad (MVA) de bancos de transformación identificados en el PAMRNT 2022-2036 por SENER por Entidad Federativa, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER

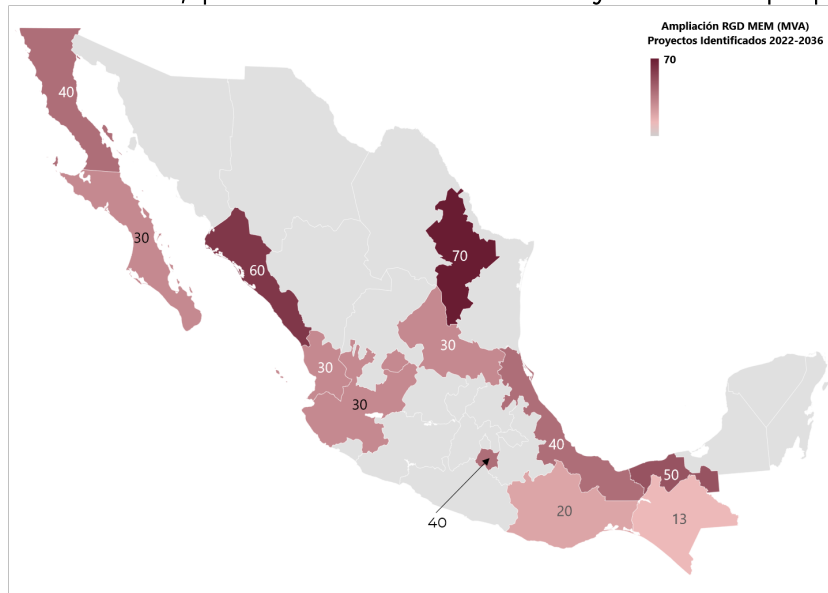
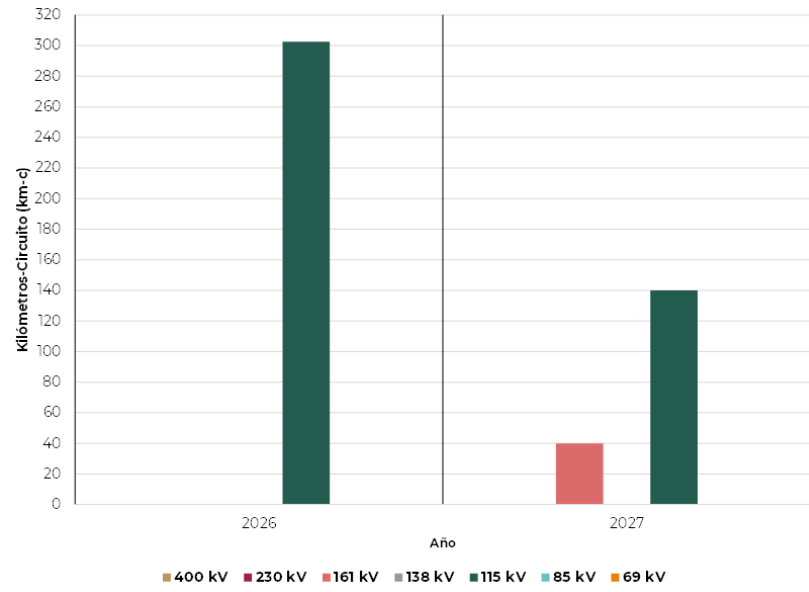


Figura 9.6.5 Capacidad (MVA) de bancos de transformación identificados en el PAMRNT 2022-2036 por año de entrada en operación y nivel de tensión, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER.



Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación de PAMRNT 2023 – 2037 constituyen un total de 110.4 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán adiciones son Baja California Sur, Chiapas, Nayarit, Nuevo León, Puebla, San Luis Potosí, Sinaloa, Sonora y Tabasco.

En la Figura 9.6.6 se presenta la ubicación indicativa geográfica de cada uno de los proyectos identificados de ampliación de la RGD del MEM, indicando el nivel de tensión del primario de transformador.

En la Figura 9.6.7 y 9.6.8 se puede observar el detalle por Entidad Federativa, el año y nivel de tensión, respectivamente.

En el Cuadro 9.6.3 se presenta las metas físicas de km-c, MVA y MVA_r por proyecto propuesto.

Figura 9.6.6 Ubicación indicativa geográfica de los proyectos de ampliación identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037

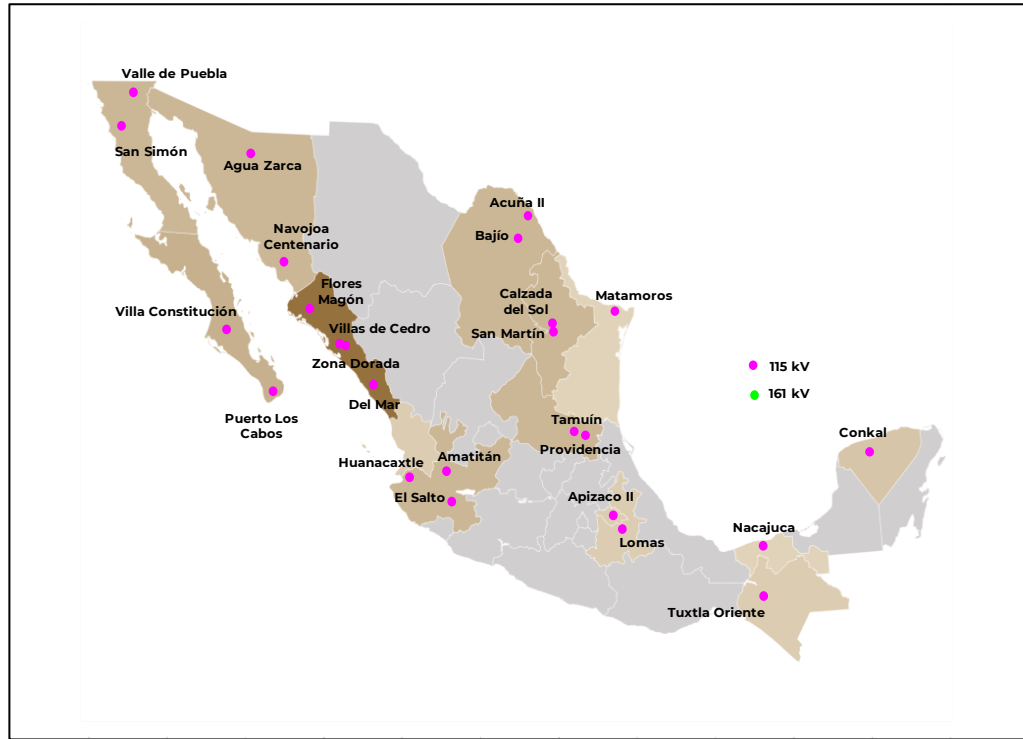
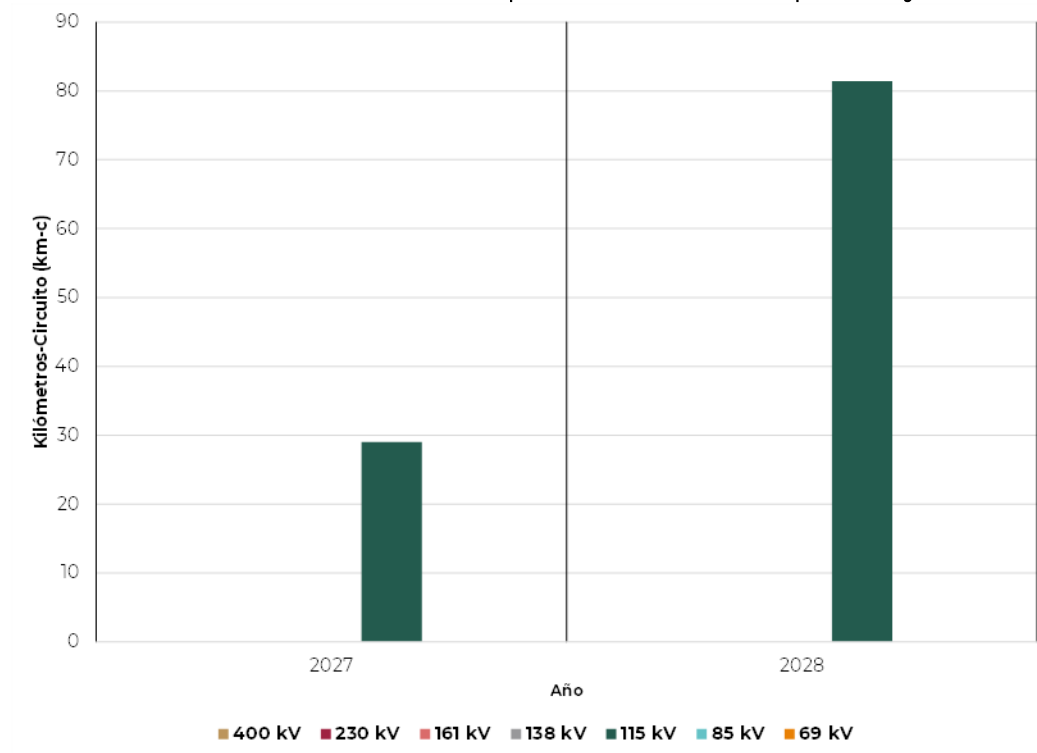


Figura 9.6.7 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de los proyectos de ampliación identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037 por Entidad Federativa



Figura 9.6.8 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de los proyectos de ampliación identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037 por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023 – 2037 constituyen un total de 800.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución vendrá de 12 estados entre los que está Sinaloa, Baja California Sur, Sonora, Baja California, Coahuila, Jalisco, Nuevo León, San Luis Potosí, Puebla, Tlaxcala, Chiapas, Tabasco y Yucatán. En la Figura 9.3.9 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Se identificaron cuatro proyectos para el estado de Sinaloa y dos para cada uno de los siguientes estados: Baja California, Baja California Sur, Sonora, San Luis Potosí, Nuevo León, Coahuila, y Jalisco. Para los estados de Puebla, Tlaxcala, Chiapas, Tabasco, Yucatán, Nayarit y Tamaulipas solo se identificó un proyecto para cada uno.

En la Figura 9.3.10 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (25) uno contempla un banco de 40 MVA en el nivel de 230 kV, dos en el nivel de tensión de 138 kV, con un Banco de Transformación de 30 MVA y uno de 20 MVA; dos más se ubican en el nivel de tensión de 69 kV con un banco de 40 MVA y uno de 20 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de tensión de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 650 MVA. Se tiene previsto que para 2027 se integren 480 MVA a las RGD del MEM, mientras que para 2028 se esperan 320 MVA.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM adicionan en las RGD una capacidad de 45.0 MVar de compensación de potencia reactiva se prevé mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión y 15 MVar son en 115 kV en la RNT.

Figura 9.6.9 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de proyectos de ampliación identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037 por Entidad Federativa

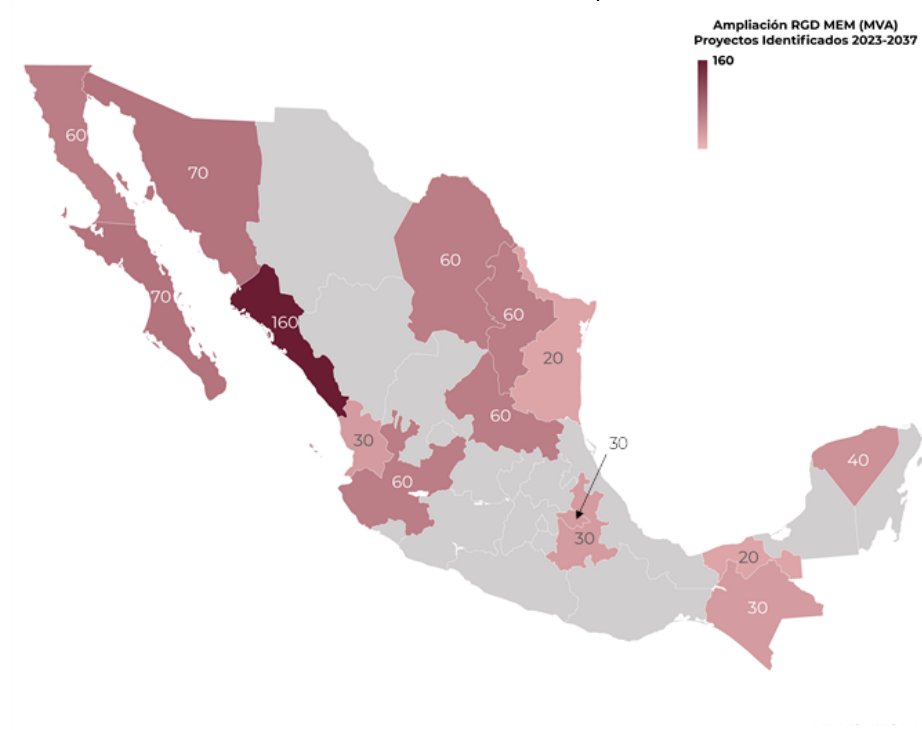
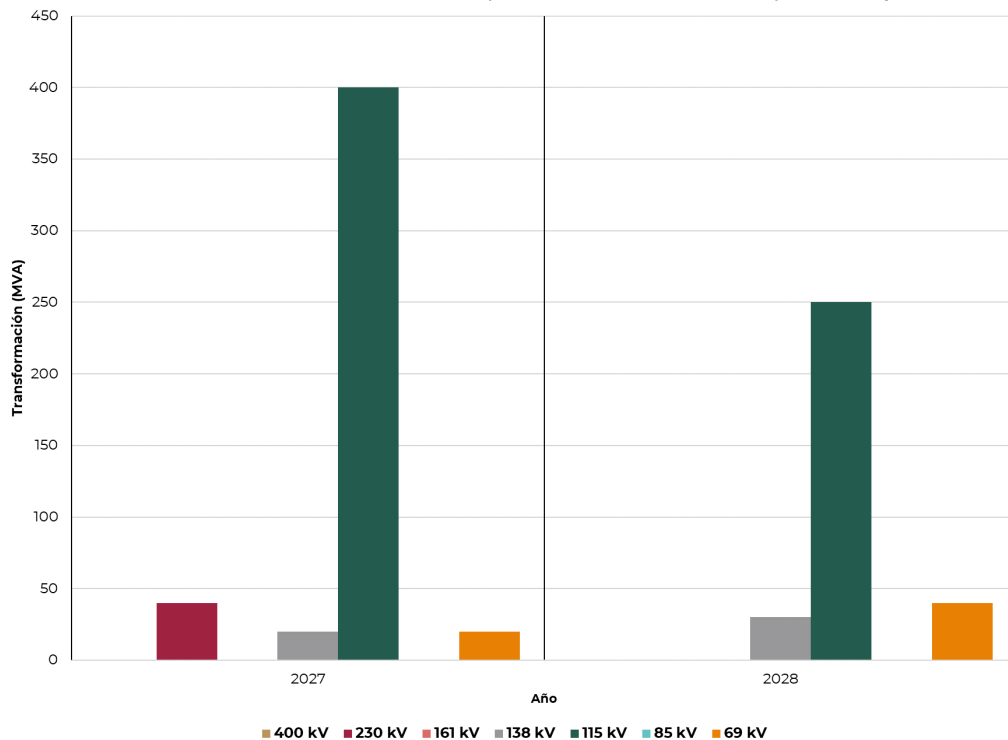


Figura 9.6.10 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de proyectos de ampliación identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037 por año de entrada en operación y nivel de tensión



Cuadro 9.6.3 Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM en el PAMRNT 2023-2037

PEM	Zona de Distribución	Estado	Proyecto	km-c	MVA	MVAr
D23-BC1	Baja California	Baja California	Valle de Puebla Banco 2	0	40	2.4
D23-BC2	Baja California	Baja California	San Simón Banco 2	0	20	1.2
D23-BS1	Baja California	Baja California Sur	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	0	40	2.4
D23-BS2	Baja California	Baja California Sur	Puerto Los Cabos Banco 1	7	30	16.8
D23-NO1	Noroeste	Sonora	Agua Zarca Banco 1	1	30	1.8
D23-NO2	Noroeste	Sonora	Navjoa Centenario Banco 1	4.8	40	2.4
D23-NO3	Noroeste	Sinaloa	Flores Magón Banco 1	2.4	40	2.4
D23-NO4	Noroeste	Sinaloa	Villas del Cedro Banco 2	0	40	2.4
D23-NO5	Noroeste	Sinaloa	Zona Dorada Banco 1	1.8	40	2.4
D23-NO6	Noroeste	Sinaloa	Del Mar Banco 2	0	40	2.4
D23-NE1	Valles	San Luis Potosí	Providencia Banco 1	6	30	1.8
D23-NE2	Acuña	Coahuila	Acuña II Banco 2	0	30	1.8
D23-NE3	Monterrey	Nuevo León	Calzada del Sol Banco 1	7	30	1.8
D23-NE4	Monterrey	Nuevo León	San Martín Banco 1	0	30	1.8
D23-NE5	Matamoros	Tamaulipas	Matamoros Banco 4	0	20	1.2
D23-NE6	Sabinas	Coahuila	Bajío Banco 1	0	30	1.8
D23-NE7	Valles	San Luis Potosí	Tamuín II Banco 1	48.6	30	1.8
D23-OC1	Minas	Jalisco	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	0	20	0
D23-OC2	Vallarta	Nayarit	Huanacastle Banco 1	1.2	30	1.8
D23-OC3	Chapala	Jalisco	El Salto Banco 2	0	40	2.4
D23-OR1	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	Tuxtla Oriente Banco 1	2.3	30	1.8
D23-OR2	Chontalpa	Tabasco	Nacajuca Banco 1	11	20	1.2
D23-OR3	Tlaxcala	Tlaxcala	Apizaco II Banco 2	0	30	0
D23-OR4	Puebla Poniente y Puebla Oriente	Puebla	Lomas Banco 1	0.24	30	1.8
D23-PE1	Mérida	Yucatán	Conkal Banco 1	17	40	2.4
Total				110.34	800	60

GCR Oriental

D23-OR1 Tuxtla Oriente Banco 1

Diagnóstico operativo.

La SE Grijalva se encuentra ubicada en la zona de distribución Tuxtla Gutiérrez perteneciente a la GCR Oriental. Esta SE suministra energía eléctrica al municipio de Chiapa de Corzo mediante el Banco 2 el cual cuenta con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Al cierre de 2022 el Banco 2 de la SE Grijalva presentó una demanda de 17.3 MW que corresponde al 91 % de su capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2027 y con base al PDS 2023-2037 se pronostica que el banco alcance una demanda de 18.8 MW que representa un 99 % de la capacidad nominal.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco 2 de la SE Grijalva.

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 2027, 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 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 de la nueva SE.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **112.183 millones de pesos de 2022** (5.44 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2027.
- 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 1.15 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ASCR para entroncar la LT Tuxtla Gutiérrez II 73970 Grijalva existente en la nueva SE Tuxtla Oriente.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Tuxtla Oriente 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla la instalación de dos alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el municipio de Chiapa de Corzo, 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 al incremento en capacidad de transformación en la zona Tuxtla Gutiérrez, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Chiapa de Corzo con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV,

que entroncaría la actual LT Tuxtla Dos 73970 Grijalva en 115 kV, incluyendo 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 de **119.067 millones de pesos de 2022** (5.779 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Tuxtla Oriente 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 **1.63**, un Valor Presente Neto (VPN) de **234.982 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **26.84 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.59**, un VPN de **222.904 millones de pesos** y una TIR de **25.44 %**.

Cuadro 9.6.1.1. Obras de transmisión del proyecto Tuxtla Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuxtla Oriente entronque Tuxtla Gutiérrez Dos - Grijalva	115	2	2.3	may-27	may-27	Oriental
Total			2.3			

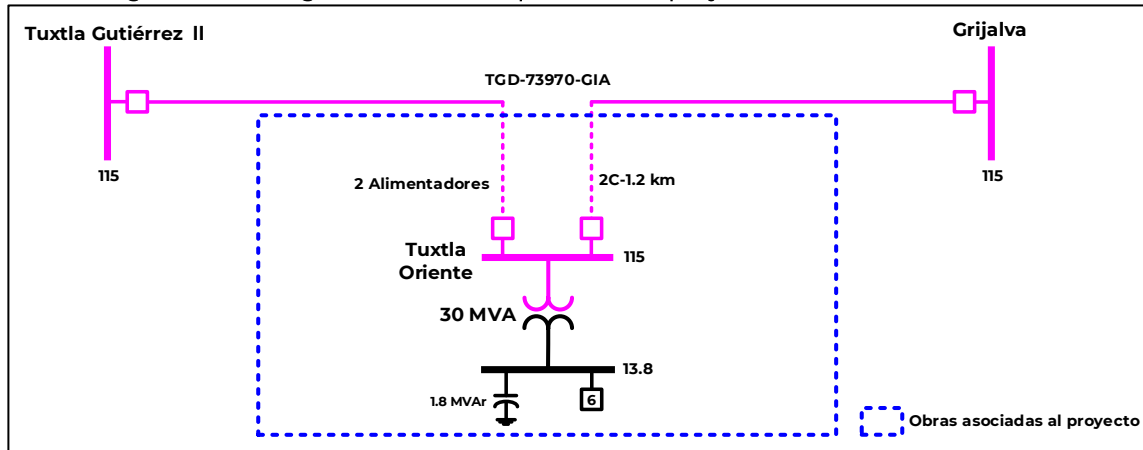
Cuadro 9.6.1.2. Obras de transformación del proyecto Tuxtla Oriente Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuxtla Oriente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-27	may-27	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.1.3. Obras de compensación del proyecto Tuxtla Oriente Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuxtla Oriente MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-27	may-27	Oriental
Total			1.8			

Figura 9.6.1.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tuxtla Oriente Banco 1

D23-OR2 Nacajuca Banco 1
Problemática que resolver.
Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica para Municipio de Nacajuca se realiza por medio de la SE Jalpa Bancos 1 y 2, lo cuales cuentan con una capacidad de 30 y 20 MVA respectivamente y relación de transformación de 115/13.8 kV. Esta SE está ubicada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Chontalpa perteneciente a la GCR Oriental.

Los Bancos 1 y 2 de la SE Jalpa, al cierre de 2022, presentaron una demanda de 28.7 y 18.1 MW lo cual corresponde al 100 % y 95 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2028 y con base al PDS 2023-2037, se pronostica que los bancos tendrán que suministrar una carga de 27.1 y 19 MW que corresponde al 95 % y 100 % de su capacidad nominal.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de las SE Jalpa.

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 Red General de Distribución, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. En el corto plazo se contempla la transferencia de carga del Banco 1 de la SE Jalpa para optimizar los actuales recursos de transformación. Sin embargo, esta acción no eliminará la condición de saturación del banco de forma permanente.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **131.345 millones de pesos de 2022** (6.375 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2028.
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de un circuito aislada y operada en 115 kV, con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ASCR, para crear un circuito radial desde la SE Jalpa.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Nacajuca 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.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores para la conexión de la nueva LT en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 2.0 km en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región de Jalpa y Nacajuca, esto en condiciones de red 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 Chontalpa se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva SE Nacaxuxuca con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV. Además de la construcción de 17 km de LT aérea aislada y operada en 115 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **158.764 millones de pesos de 2022** (7.706 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Nacajuca 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 **1.12**, un Valor Presente Neto (VPN) de **27.467 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **13.86 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.01**,

un VPN de 3.720 millones de pesos y una TIR de 12.35 %.

Cuadro 9.6.2.1. Obras de transmisión del proyecto Nacajuca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jalpa-Nacajuca	115	1	11	may-28	may-28	Oriental
Total			11.0			

Cuadro 9.6.2.2. Obras de transformación del proyecto Nacajuca Banco 1

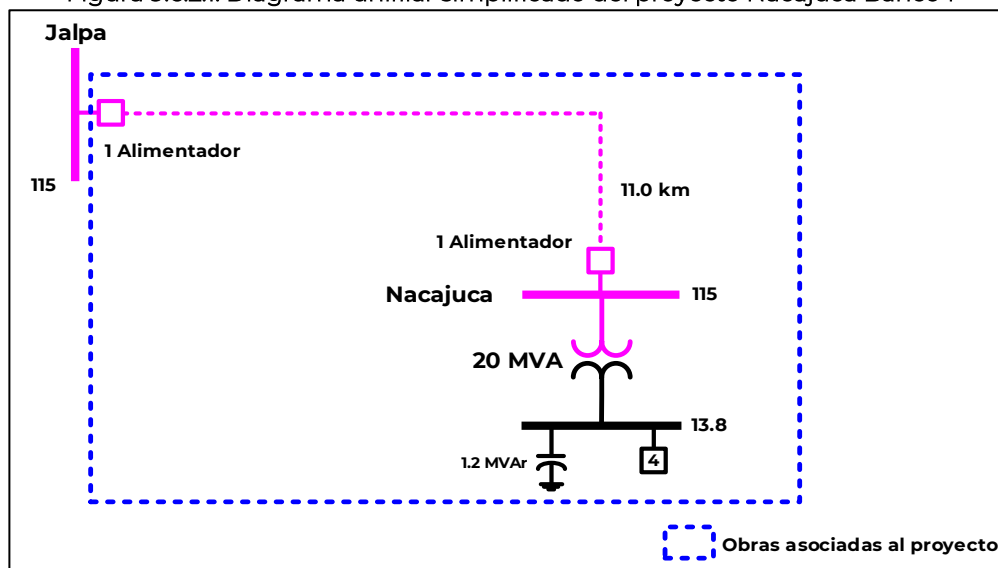
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nacajuca Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-28	may-28	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.2.3. Obras de compensación del proyecto Nacajuca Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nacajuca MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-28	may-28	Oriental
Total			1.2			

Figura 9.6.2.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Nacajuca Banco 1



D23-OR3 Apizaco II Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Tetla de la Solidaridad, Apizaco y Atlihuetzia se realiza por medio de las SE Atlihuetzia y Xicohtencatl ubicadas en la zona de distribución Tlaxcala perteneciente a la GCR Oriental. Para

abastecer la demanda, cada una de Subestaciones Eléctricas cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/34.5 kV.

Al cierre del 2022 el Banco 1 de la SE Atlahuetzia presentó una demanda de 25.1 MW y el de Xicohtencatl cerró con una demanda de 26.1 MW. Sin embargo, de acuerdo con el PDS se pronostica que para el año 2027 tendrán una demanda de 26.6 MW y 28.5 MW, lo que representa una saturación de 93 % y 100 %, de sus respectivas capacidades instaladas, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica en la zona.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de las SE Atlahuetzia y Xicohtencatl.

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 2027 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 las sobrecargas de ambos bancos de transformación de acuerdo con las demandas pronosticadas.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **63.691 millones de pesos de 2022** (3.091 millones de dólares de 2022 considerando

una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE Apizaco II con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

El proyecto contempla la construcción 3 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 34.5 kV y 22.8 km de circuitos en media tensión para su conexión a los actuales ramales de distribución.

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 los municipios de Tetla de la Solidaridad, Apizaco y Atlahuetzia, 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 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 Tlaxcala, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Xicohtencatl con la instalación de un banco de transformación adicional de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/34.5 kV denominado Xicohtencatl Banco 3.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **79.663 millones de pesos de 2022** (3.867 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la ampliación de la **SE Apizaco II 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.

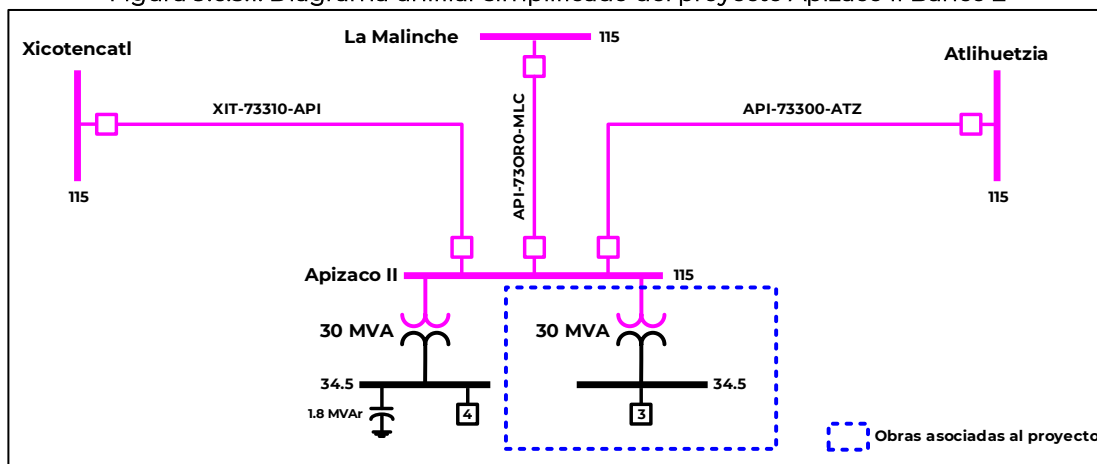
La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.45**, un Valor Presente Neto (VPN) de **330.073 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **28.6 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.41**, un VPN de **311.833 millones de pesos** y una TIR de **25.88 %**.

Cuadro 9.6.3.1. Obras de transformación del proyecto Apizaco II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Apizaco II Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	ago-27	ago-27	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Figura 9.6.3.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Apizaco II Banco 2



D23-OR4 Lomas Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Puebla, San Andrés Cholula y

Santa Clara Ocoyucan, se realiza por medio de las SE Atlixcáyotl, Tonantzintla y Agua Santa, cada una de ellas cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV. Todas estas SE pertenecen a las zonas de distribución

Puebla Poniente y Puebla Oriente dentro del ámbito de influencia de la Gerencia de Control Regional Oriental.

Los bancos de la SE Atlixcayotl, Tonanzintla y Agua Santa registraron valores de demanda al cierre del 2022 de 22.7, 26.3 y 20.9 MW que corresponden al 80 %, 92 % y 73 %. Sin embargo, de acuerdo con el PDS 2023-2037 para el año 2027 se pronostican demandas de 28.5, 27.1 y 24.0 MW lo cual corresponde al 100, 95 y 84 de su capacidad respectivamente.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona sur-poniente de la ciudad de Puebla es la saturación de los Bancos de transformación de las SE Atlixcayotl, Agua Santa y Tonanzintla.

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 tiene un costo de inversión de **131.981 millones de pesos de 2022** (6.406 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027.
- Transmisión: Construcción de una LT subterránea doble circuito aislada en el nivel de 115 kV, con una longitud

estimada de 0.123 km y un conductor por fase de calibre 1600 mm² de cobre tipo XLP para entroncar la actual LT Tonanzintla 73S60 Chapulco en la nueva SE Lomas.

- **Transformación:** 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.

El proyecto contempla la construcción de una nueva SE de tipo encapsulada y aislada en SF6 que albergará dos alimentadores en 115 kV. Adicionalmente, se instalarán 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV y 11.26 km de circuitos de media tensión para la reconfiguración y optimización de los circuitos existentes.

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 la zona sur-poniente de la ciudad de Puebla, esto ante condiciones de red 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 en capacidad de transformación en la zona mediante la construcción de una nueva SE, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Parque Angelópolis Banco 1 (SF6), la cual consta de un transformador de 30 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV y la construcción de una LT subterránea de doble circuito con una longitud aproximada de 1.6 km aislada en 115 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **216.135 millones de pesos de 2022** (10.491 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Lomas 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 **643.119 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **31.93 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.42**, un VPN de **557.569 millones de pesos** y una TIR de **24.84 %**.

Cuadro 9.6.4.1. Obras de transmisión del proyecto Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Entronque Tonantzintla-Chapulco	115	2	0.246	dic-27	dic-27	Oriental
Total			0.246			

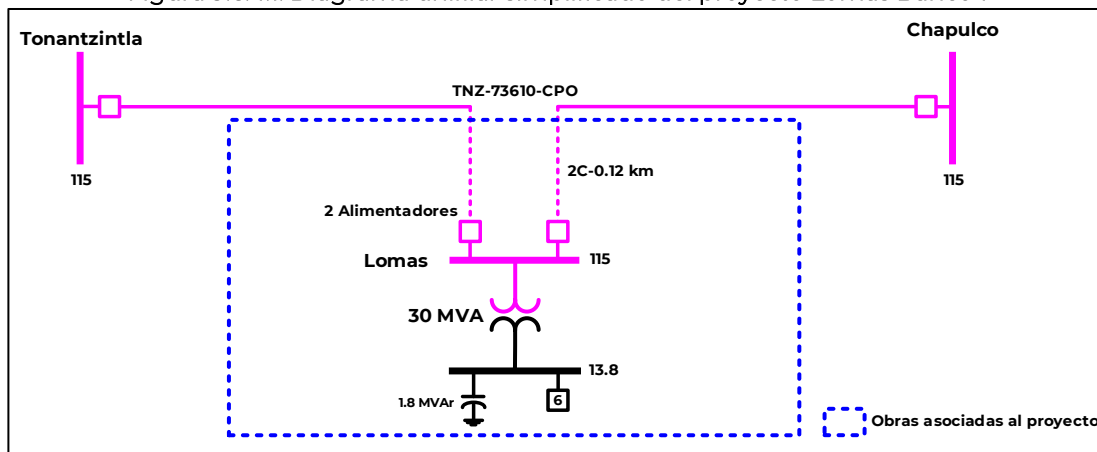
Cuadro 9.6.4.2. Obras de transformación del proyecto Lomas Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	dic-27	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.4.3. Obras de compensación del proyecto Lomas Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	dic-27	Oriental
Total			1.8			

Figura 9.6.4.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Lomas Banco 1


GCR Occidental

D23-OC1 Amatitán Banco 1
(Sustitución)

Diagnóstico operativo.

La Zona Minas ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para el comercio, turismo, desarrolladores inmobiliarios y fraccionamientos residenciales, así como por bombeo para riegos agrícolas en los municipios de Tequila y Amatitán Jalisco; aumentando en 2 MVA la demanda incremental de 6.30 MW para el 2027 de acuerdo a Pronóstico de la Demanda por Subestación 2023-2037 publicado por el CENACE, rebasando su capacidad instalada de 6.25 MVA, impactando en la demanda y consumo de energía eléctrica, limitando la atención de la demanda incremental en el área de influencia.

Problemática que resolver.

Derivado de lo anterior, no sustituir el banco de transformación, provocaría la saturación de la SE de Amatitán en el Banco 1,

representando el 106.27 % de su capacidad, imposibilitando soportar tanto el crecimiento de demanda como respaldar la carga en media tensión de la SE Santa Rosa con la infraestructura existente.

Con la sustitución del Banco 1 de la SE Amatitán, se podrá atender el crecimiento de la demanda esperado para los próximos años en la región y satisfacer la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **22.99 millones de pesos de 2022** (1.11 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2027.
- Transformación: Sustitución de Banco 1, con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 69/13.8 kV.

Análisis de Confiabilidad.

Con la sustitución del Banco de transformación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con red 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 al incremento en capacidad de transformación en la SE Amatitlán de la zona Minas, se revisó una opción alterna que

consiste en una nueva SE denominada Don Bosco con un transformador de 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **84.722 millones de pesos de 2022** (4.11 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar), sin embargo, **Amatitán Banco 1**, es la opción de menor costo a largo plazo y que mejor soluciona la problemática expuesta.

Análisis beneficio-costo.

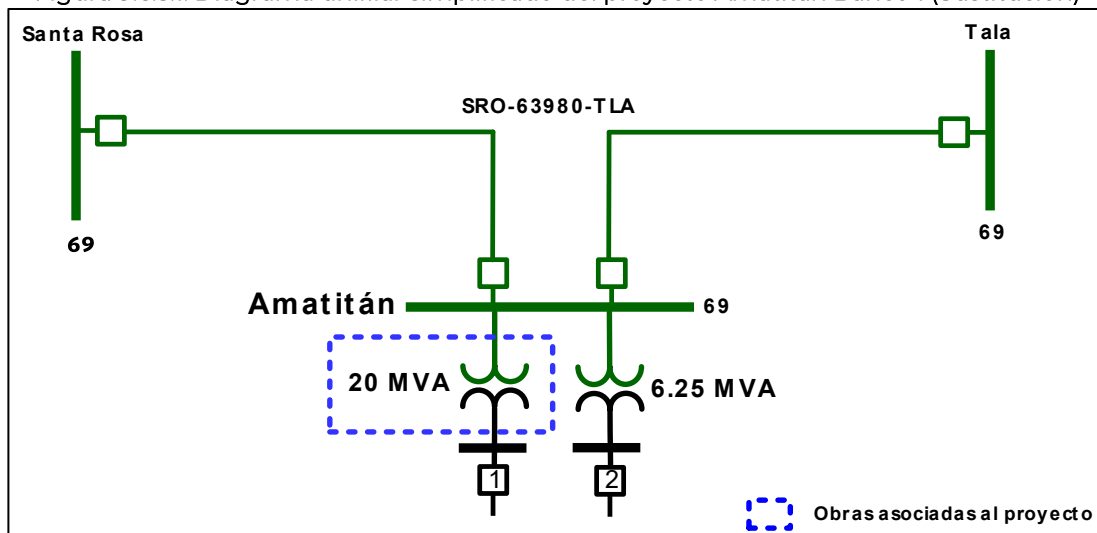
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.7**, un Valor Presente Neto (VPN) de **309.35 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **64.12 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.47**, un VPN de **219.63 millones de pesos** y una TIR de **26.15 %**.

Cuadro 9.6.5.1. Obras de transformación del proyecto Amatitán Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Amatitán Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	69/13.8	ago-27	ago-27	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Figura 9.6.5.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Amatitán Banco 1 (Sustitución)



D23-OC2 Huanacastle Banco 1

Diagnóstico operativo.

En la última década, la zona al oriente de La Cruz de Huanacastle, municipio de Bahía de Banderas del Estado de Nayarit, adquirió notable importancia para comercios, turismo y desarrollos inmobiliarios residenciales, así como por la plusvalía de los terrenos, propiciando la "urbanización" en el destino turístico de Riviera Nayarit.

Debido a la necesidad de suministrar energía eléctrica y a la demanda incremental reflejada en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, en la Zona Vallarta, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la atendida por la SE Flamingos banco 1 (de 20 MVA, y 115/13.8 KV), ubicada en los límites del área de influencia.

Problemática que resolver.

Con una carga proyectada de 5 MVA para los próximos años, que impactarán significativamente en la demanda y el

consumo de energía eléctrica del área, provocando la saturación de la SE Flamingos que para el año 2027 rebasará su capacidad instalada.

Con esta Subestación Eléctrica, se considera soportar el crecimiento de demanda de los desarrollos turísticos, siendo que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión, siendo imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de Media Tensión existentes.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **101.716 millones de pesos de 2022** (4.9 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027.
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV, con

una longitud estimada de 0.6 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Flamingos - 73680 - Destiladeras en la nueva SE Huanacaxtle.

- **Transformación:** Nueva SE Huanacaxtle 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.

El proyecto contempla la inclusión de dos alimentadores en nivel de tensión de 115 kV, 5 alimentadores en nivel de tensión de 13.8 kV para la conexión de nuevos circuitos, línea y equipos en Subestaciones Eléctricas.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con 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 al incremento en capacidad de transformación en la zona Vallarta, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Alamar Banco 1 con un transformador de 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **102.3 millones de pesos de 2022** (4.9 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar), sin embargo, **Huanacaxtle Banco 1** 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 **1.51**, un Valor Presente Neto (VPN) de **422.53 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **30.34 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.51**, un VPN de **420.82 millones de pesos** y una TIR de **30.18 %**

Cuadro 9.6.6.1. Obras de transmisión del proyecto Huanacaxtle Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle entronque Flamingos-Destiladeras	115	2	1.2	dic-27	dic-27	Noreste
Total			1.2			

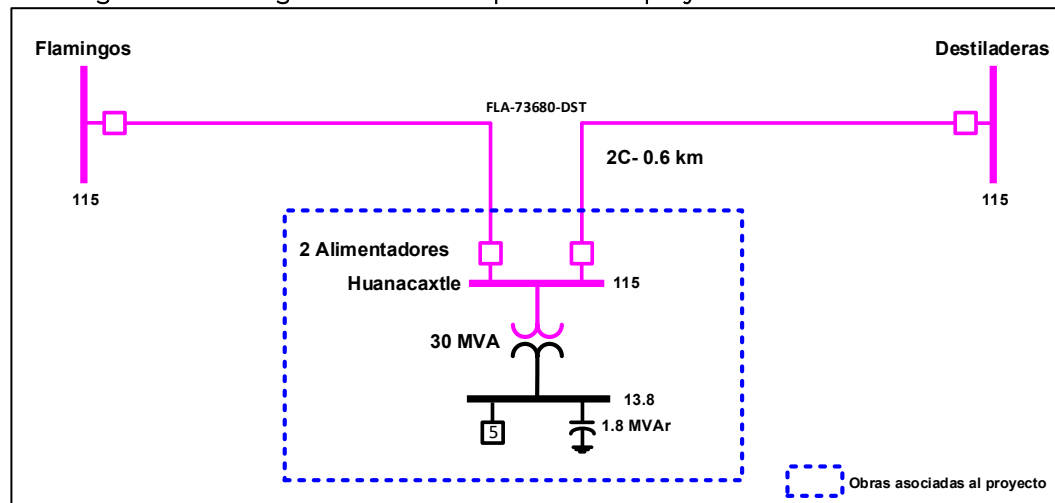
Cuadro 9.6.6.2. Obras de transformación del proyecto Huanacaxtle Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	dic-27	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.6.3. Obras de compensación del proyecto Huanacaxtle Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	dic-27	Occidental
Total			1.8			

Figura 9.6.6.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Huanacaxtle Banco 1


D23-OC3 El Salto Banco 2

Diagnóstico operativo.

El área urbana del municipio de El Salto en el estado de Jalisco ha presentado durante los últimos años un alto desarrollo en vivienda y comercio de la zona Chapala, El suministro de energía eléctrica para el área de influencia depende de la transformación en la SE El Salto Banco 1, con una capacidad instalada de 40 MVA y con relación de transformación 69/23 KV.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años y las condiciones operativas de los circuitos se

tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las condiciones actuales.

Problemática que resolver.

Dada la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros del municipio de El Salto, es necesario incrementar la capacidad de transformación con la que se cuenta actualmente en la SE El Salto, que en el año 2028 llegará a 37.9 MW, conforme al Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, con un factor de utilización del 99.74 %, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

La ampliación del Banco 2 de transformación permitirá atender el crecimiento de la demanda esperado para los próximos años en la región y satisfacer la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **53.137 millones de pesos de 2022** (2.57 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.
- Transformación: ampliación de la SE con un Banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 69/23 kV (STC).
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en 23 kV.

El proyecto contempla 4 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 23 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad.

Con la construcción de la nueva Subestación Eléctrica del Banco de transformación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 23 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con red 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 al incremento en capacidad de transformación en la SE El Salto de la zona Chapala, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Serena Banco 1, con un transformador de 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 69 kV y 23 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **119.541 millones de pesos de 2022** (5.80 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar), sin embargo, **El Salto 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 **1.46**, un Valor Presente Neto (VPN) de **186.146 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **27.28 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.23**, un VPN de **97.94 millones de pesos** y una TIR de **17.35 %**.

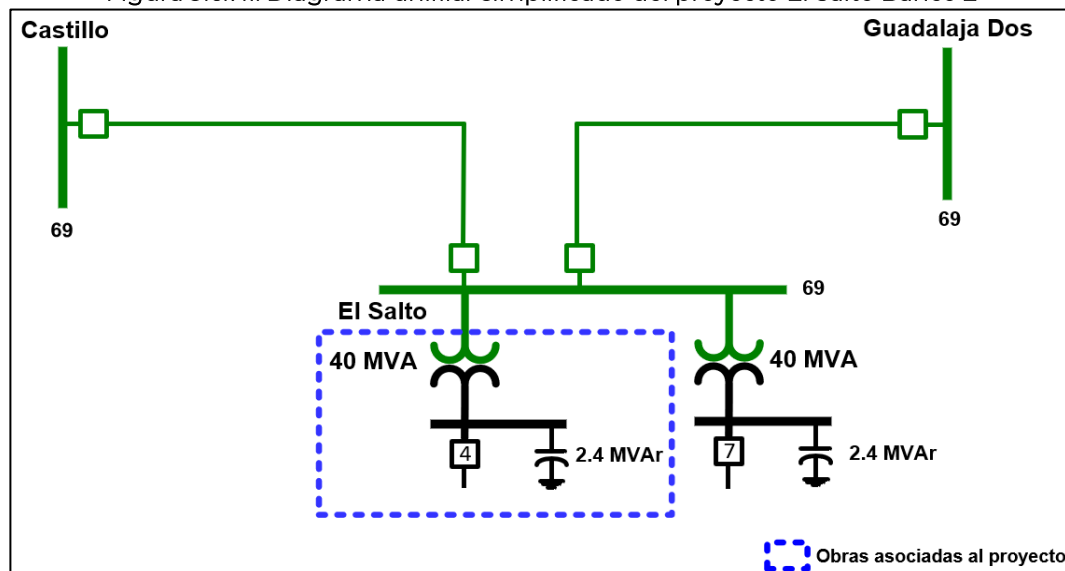
Cuadro 9.6.7.1. Obras de transformación del proyecto El Salto Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Salto Banco 2	1	T	40.0	69/23	abr-28	abr-28	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.7.2. Obras de compensación del proyecto El Salto Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Salto Banco 2	Capacitor	23	2.4	abr-28	abr-28	Occidental
Total			2.4			

Figura 9.6.7.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto El Salto Banco 2


GCR Noroeste

eléctrica de 47.9 MW lo que representa el 85 % de la capacidad instalada.

D23-NO1 Agua Zarca Banco 1

Diagnóstico operativo.

La SE Nuevo Nogales cuenta con dos transformadores de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV cada uno, dicha transformación (60MVA – 57MW) suministra de energía eléctrica al sur del municipio de Nogales y el área rural del poblado de Cibuta, Sonora. En 2022 se presentó una demanda máxima de energía

La infraestructura eléctrica en la red de transmisión de la zona Nogales presenta limitantes en diversos elementos de transmisión de energía eléctrica, este es el caso de la LTCPS Nogales Aeropuerto–73640–Industrial San Carlos y la LTCPS Nogales–73B00–Industrial San Carlos. Se tiene el proyecto instruido P19-NO2 que resuelve la problemática de transmisión, sin embargo, se tiene previsto entrar en operación en diciembre de 2031.

Problemática que resolver.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica que se tiene pronosticado para el área de influencia, con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se pronostica para 2027 una demanda de 57.1 MW, magnitud que rebasa la capacidad de transformación, situación que limita la atención a servicios y desarrollos actuales y futuros.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **105.971 millones de pesos de 2022**, (5.144 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 1.0 km-circuito de Línea de Transmisión aérea en torres de acero en 115 kV, doble circuito calibre 900 kcmil ACSR para la SE Agua Zarca que entroncará la LT Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Agua Zarca 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 de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Agua Zarca y seis alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el

área de influencia con las siguientes características: 3.0 km 3F-4H-750-XLP-CS.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto, se logrará contar con mayor capacidad para atender el crecimiento del mercado eléctrico al sur del municipio de Nogales hasta el poblado de Cibuta, se reducen las pérdidas eléctricas y se tendrá una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión en escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas.

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.

Se analizó una segunda Alternativa que consiste en la ampliación de la SE Nogales Aeropuerto, a través de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como adecuaciones en la infraestructura eléctrica en 115 kV y 13.8 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **109.452 millones de pesos de 2022** (5.3 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Agua Zarca Banco 1** 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 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 **1.372**, un Valor Presente Neto (VPN) de **466.290 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **36.96 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.37**, un VPN de 458.611 millones de pesos y una TIR de **35.86 %**.

Cuadro 9.6.8.1. Obras de transmisión del proyecto Agua Zarca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Zarca entronque Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales	115	2	1.0	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			1.0			

Cuadro 9.6.8.2. Obras de transformación del proyecto Agua Zarca Banco 1

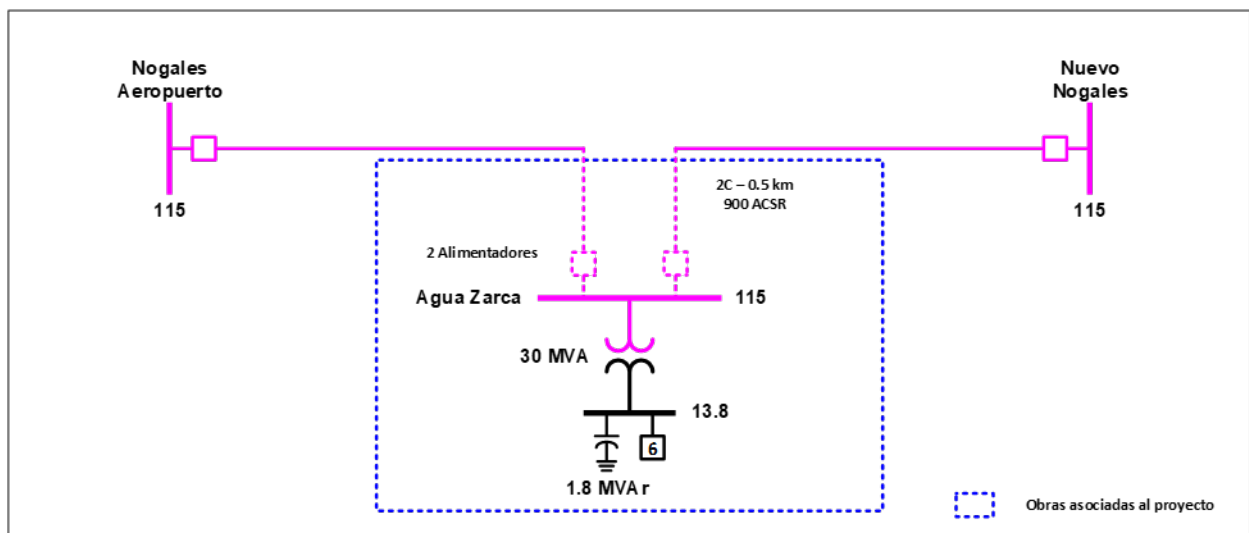
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Zarca Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.8.3. Obras de compensación del proyecto Agua Zarca Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Zarca MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			1.8			

Figura 9.6.8.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Agua Zarca Banco 1



D23-NO2 Navojoa Centenario Banco 1

Diagnóstico operativo.

El municipio de Navojoa, Sonora, es abastecido de energía eléctrica, por la SE Navojoa con el Banco 3 y Banco 4 de 40 MVA y 30 MVA respectivamente, por la SE Navojoa Norte con un Banco de 30 MVA y la SE Navojoa Oriente con un Banco de 30 MVA, dichos bancos de transformación tienen relación de transformación 115/13.8 kV cada uno, la capacidad de transformación total es de 130 MVA. Los tipos de carga que se tienen en el área de influencia del municipio de Navojoa es de tipo doméstico, residencial inmobiliaria e industria maquiladora con circuitos eléctricos en el nivel de tensión de 13.8 kV.

Dentro del área de influencia se presentó una demanda máxima de energía eléctrica de 107.3 MW en 2022, lo que es equivalente aproximadamente el 87 % de la capacidad instalada en el área. Debido al incremento natural de la demanda eléctrica, se espera que para el 2025 en los bancos de transformación se presenten sobrecargas por encima del 90 % respecto a su capacidad nominal.

La infraestructura eléctrica en la red de transmisión de la zona Navojoa se encuentra integrada por elementos de transmisión anillados en 115 kV, dicha configuración presenta LTCPS en diferentes trayectorias, para el caso particular del área de influencia de este proyecto, la LTCPS Navojoa-73690-Navojoa Norte presenta un tramo subterráneo de aproximadamente 5.95 km – AL XLP 750 a la llegada de la SE Navojoa, la LTCPS Navojoa Norte-73L00-Navojoa Oriente y la LTCPS Pueblo Nuevo-73670-Navojoa Oriente presenta un tramo subterráneo, doble circuito a la llegada de la SE Navojoa Oriente de aproximadamente 0.53 km – AL XLP 1000

mientras que a la llegada de la SE Navojoa Norte se tiene un tramo de 1.25 km – AL XLP 1000. Estas trayectorias son de gran importancia ya que el incremento natural de la demanda de energía eléctrica con usuarios finales existentes y nuevos centros de carga puede llevar a sobrecargar los elementos de transmisión existentes limitados en su capacidad térmica.

Problemática que resolver.

La Red Eléctrica que alimenta las Subestaciones Eléctricas Navojoa, Navojoa Oriente y Navojoa Norte presenta una configuración en anillo, sin embargo, la infraestructura eléctrica de distribución no cuenta con la capacidad ni las características para soportar carga ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica ni ante contingencias.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043 se pronostica una demanda de 123.81 MW para el año 2027, dicha magnitud impactaría con sobrecargas a los bancos de distribución en el área de influencia, por lo que se requieren proyectos para garantizar la Confiabilidad de los elementos de transformación y garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **162.647 millones de pesos de 2022** (7.89 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transmisión:

- Construcción de la Línea de Transmisión hacia la nueva SE Navojoa Centenario que entroncará a la LTCPS Navojoa-73690-Navojoa Norte, doble circuito en 115 kV, con una longitud aproximada de 0.4 km, doble circuito, en poste troncocónico, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Adicionalmente, la LT Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente en 115 kV de aproximadamente 4.05 km en dos tramos. Tramo 1, tendido del segundo circuito de longitud aproximada de 3.4 km en poste troncocónico, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR. Tramo 2 cable subterráneo 0.65 km con un calibre del conductor que permita mantener la capacidad de transmisión equivalente al del tramo aéreo.
- **Transformación:** Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Navojoa Centenario mediante la instalación de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV para la interconexión de la SE Navojoa Centenario, y dos alimentadores para la LT Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente en 115 kV y ocho alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el área de influencia con las siguientes características: 4.0 km 1C-3F-4H-13 kV-750 AWG-AL-XLP. El costo de las obras considera el monto necesario para las actividades previas del proyecto, así como preparación del terreno para la nueva Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad.

La infraestructura eléctrica propuesta originalmente para la SE Navojoa Centenario demostró que, ante su entrada en operación y la demanda de energía eléctrica pronosticada en 2027, ante contingencia crítica más severa que es el disparo de la LT Pueblo Nuevo-73670-Navojoa Oriente se presenta sobrecarga en la Línea de Transmisión entre la SE Navojoa y el entronque con la nueva SE Navojoa Centenario. Debido a la sobrecarga presentada se requieren de refuerzos en los elementos de transmisión, por lo cual, se propone la LT Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente en 115 kV de aproximadamente 4.05 km de longitud total con composición aérea y transición subterránea con capacidad de transmisión de 179 MVA en el nivel de tensión en 115 kV.

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en el área de influencia, adicionalmente, se tendrá una mayor Confiabilidad en la red de transmisión en 115 kV y en el sistema eléctrico de media tensión en escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Se analizó una segunda Alternativa de solución que consiste en una nueva Subestación Eléctrica denominada Navojoa Poniente, la cual contempla la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación

115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **9194.997 millones de pesos de 2022** (9.46 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Navojoa Centenario Banco 1** es la opción de mejor comportamiento 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 **1.33**, un Valor Presente Neto (VPN) de **462.040 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **30.72 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.30**, un VPN de **421.9 millones de pesos** y una TIR de **27.16 %**.

Cuadro 9.6.9.1. Obras de transmisión del proyecto Navojoa Centenario Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Navojoa Centenario entronque Navojoa – Navojoa Norte	115	2	0.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 1/1	115	1	3.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 2/2	115	1	0.65	abr-27	abr-27	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.

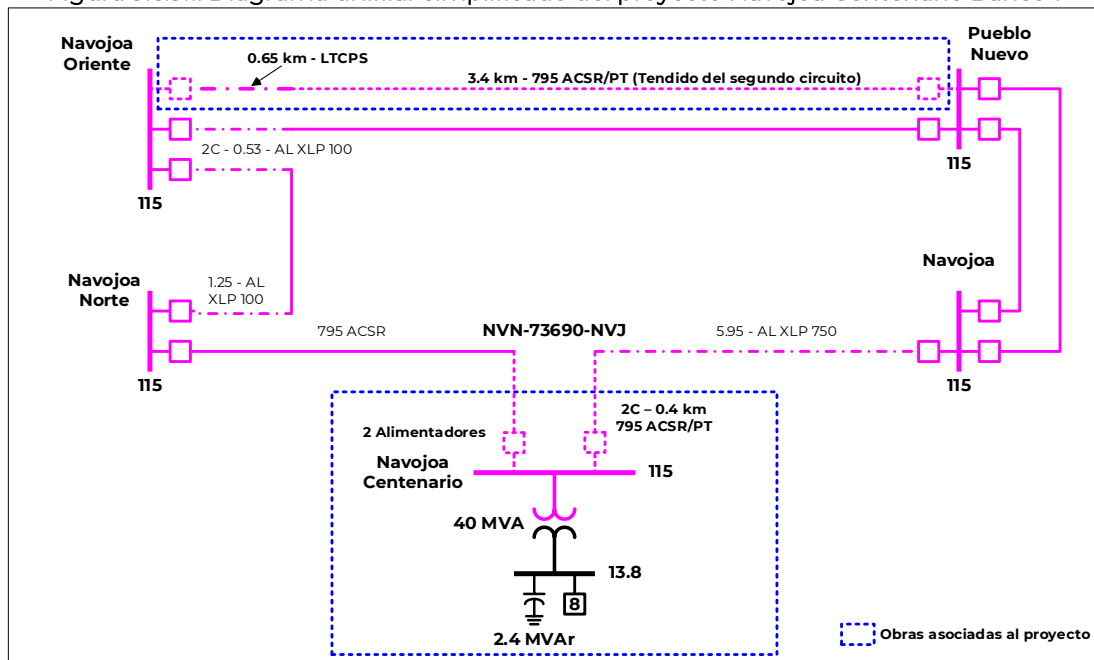
Cuadro 9.6.9.2. Obras de transformación del proyecto Navojoa Centenario Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Navojoa Centenario Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.9.3. Obras de compensación del proyecto Navojoa Centenario Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Navojoa Centenario MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			2.4			

Figura 9.6.9.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Navojoa Centenario Banco 1


D23-NO3 Flores Magón Banco 1

Diagnóstico operativo.

Parte del, centro, sur, oriente y sur oriente del municipio de Los Mochis, Sinaloa (área de influencia), forma parte de la Zona de Distribución Los Mochis, esta área de influencia se abastece de energía eléctrica a través de la SE Los Mochis Uno con dos bancos de 30 MVA de capacidad cada uno, la SE Mochis Centro con dos bancos de 30 MVA de capacidad y la SE Mochis Las Villas con un banco de 30 MVA de capacidad, los bancos descritos presentan una relación de transformación de 115/13.8 kV cada uno, en conjunto, los bancos de transformación de distribución presentan una capacidad instalada de 150 MVA.

Dentro del área de influencia se presentó una demanda de energía eléctrica de 141.5 MW, lo que equivale que la capacidad de transformación instalada presente una cargabilidad superior al 99 %.

En el ámbito del área de influencia se tiene programada la entrada en operación del proyecto Mochis Las Villas Banco 2 que considera la instalación de un segundo banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV en la SE Mochis Las Villas con fecha de entrada en operación de 2023. Esta obra incrementará la capacidad de transformación en el área de influencia a 180 MVA (171 MW), sin embargo, se prevé que dicha capacidad no sea suficiente en el corto plazo debido al continuo incremento de la demanda de energía eléctrica en el área de influencia.

Problemática que resolver.

Con el incremento natural de la carga requerido para el suministro de energía eléctrica a clientes actuales y futuros, con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se pronostica, en el área de influencia, una demanda de 171.1 MW para 2027, la capacidad instalada a este

año se vería rebasada, registrando sobrecargas en equipos de transformación que presentarían valores superiores al 100 % de su capacidad nominal, limitando el suministro de electricidad y el desarrollo del área en el municipio de Los Mochis, las complicaciones se incrementan en escenarios ante contingencias ya que la transferencia de carga entre Subestaciones Eléctricas cercanas no es posible realizar con la infraestructura esperada al año de entrada en operación del nuevo proyecto.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **122.497 millones de pesos de 2022** (5.94 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transmisión: Construcción de Línea de Transmisión hacia la nueva SE Flores Magón que entroncará a la LT Mochis Las Villas – 73700 – Los Mochis Uno, doble circuito en 115 kV, con una longitud aproximada de 1.2 km en poste troncocónico, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Flores Magón mediante la instalación de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV para la interconexión de la SE Flores Magón y ocho alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos

eléctricos de media tensión en el área de influencia con las siguientes características: 13.8 kV-1C-4km-3F-4H-750KCM-AL-XLP.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en el área de influencia en el municipio de Los Mochis, así mismo, se reducen las pérdidas eléctricas y se tendrá una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas, ya que se contará con la disponibilidad para aislar posibles fallas al tener más interconexiones entre circuitos 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.

Se analizó una segunda Alternativa, la cual consiste en una nueva Subestación Eléctrica denominada Privanzas, considerando la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **129.357 millones de pesos de 2022** (6.279 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Flores Magón Banco 1** 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 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 **1.39**, un Valor Presente Neto (VPN) de **575.868 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **44.36 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.38**, un VPN de 564.634 millones de pesos y una TIR de **42.57 %**.

Cuadro 9.6.10.1. Obras de transmisión del proyecto Flores Magón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Flores Magón entronque Mochis Las Villas – Los Mochis Uno	115	2	2.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			2.4			

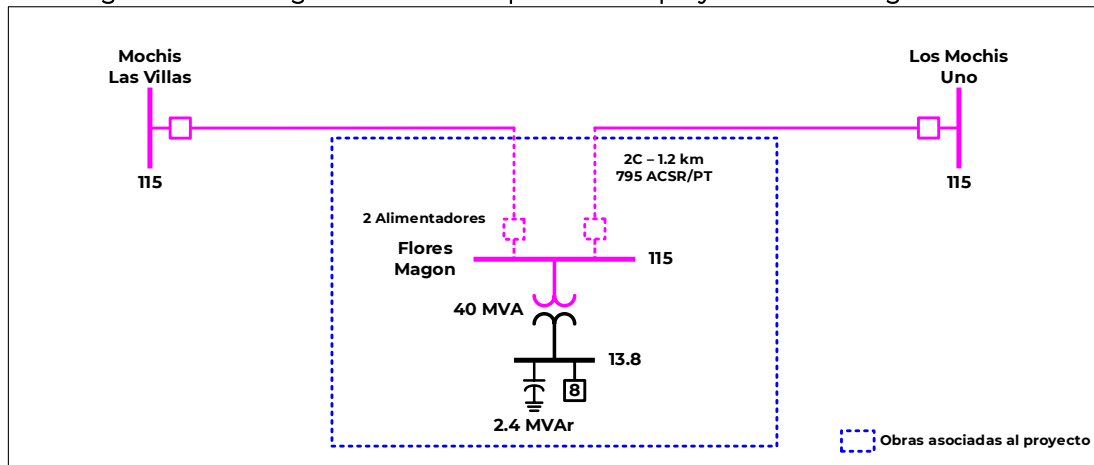
Cuadro 9.6.10.2. Obras de transformación del proyecto Flores Magón Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Flores Magón Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.10.3. Obras de compensación del proyecto Flores Magón Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Flores Magón MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			2.4			

Figura 9.6.10.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Flores Magón Banco 1


D23-NO4 Villas del Cedro Banco 2

Diagnóstico operativo.

Al Noroeste de la Ciudad de Culiacán, Sinaloa, las comunidades de El Limón de los Ramos, El Guamuchilito, Los Ayales y sus alrededores (área de influencia) cuentan con cargas de tipo residencial y de servicio público. Estas comunidades se abastecen de energía eléctrica a través de la SE Villas del Cedro, la cual cuenta con una capacidad de transformación de 30 MVA (28.5 MW) con relación de transformación 115/13.8 kV y seis alimentadores en circuitos eléctricos de media tensión. La demanda máxima de energía eléctrica registrada en el área de influencia en 2022 fue de 21.5 MW equivalente al 75 % de la capacidad nominal de transformación de la Subestación Eléctrica.

Problemática que resolver.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se pronostica en el área de influencia de la SE Villas del Cedro, una demanda de 29.8 MW para el año 2027, lo que sobrecargaría el elemento de transformación existente, además, el crecimiento continuo de la demanda de energía eléctrica provocará la saturación de los elementos que integran los circuitos de media tensión limitando la atención a servicios y desarrollos actuales y futuros.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **76.888 millones de pesos de 2022** (3.73 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE Villas del Cedro mediante la instalación de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 8 alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el área de influencia con las siguientes características: 13.8 kV-1C-5.2km, 750-AL-XLP-CS.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en el noroeste de la ciudad de Culiacán. Adicionalmente, se reducen las pérdidas eléctricas y se tendrá una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión en Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas, ya que se contará con la disponibilidad para aislar posibles fallas al tener más interconexiones entre circuitos 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.

Se analizó una opción alterna que consiste en una nueva Subestación Eléctrica denominada Bellavista, la cual contempla la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de

transformación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **152.060 millones de pesos de 2022** (7.38 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Villas del Cedro 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 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 **1.33**, un Valor Presente Neto (VPN) de **312.89 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **32.16 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.22**, un VPN de **201.547 millones de pesos** y una TIR de **21.23 %**.

Cuadro 9.6.11.1. Obras de transformación del proyecto Villas del Cedro Banco 2

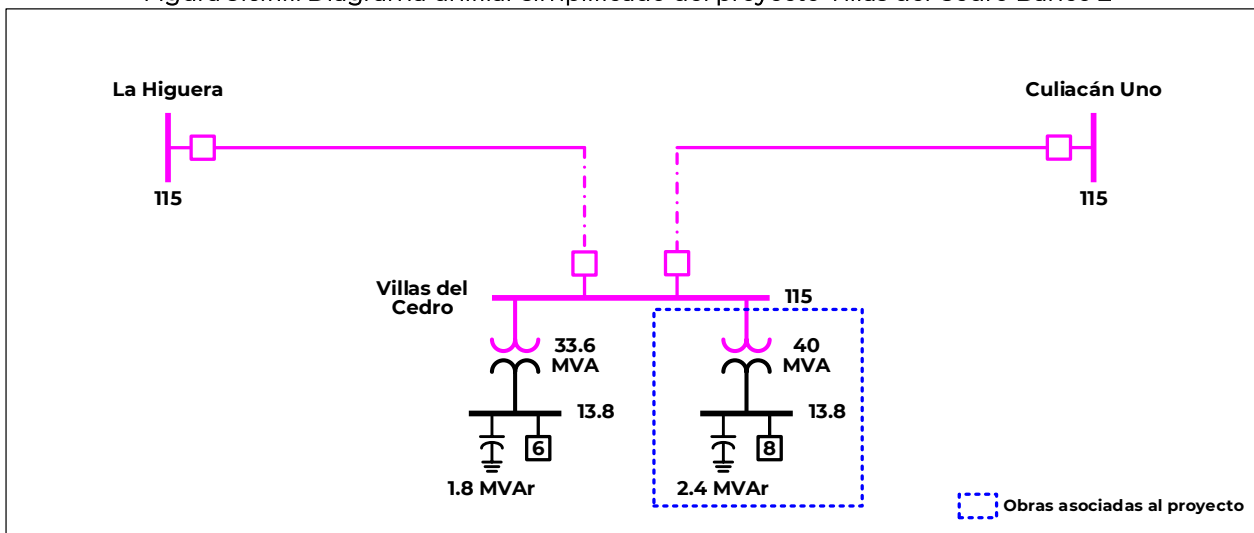
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villas del Cedro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.11.2. Obras de compensación del proyecto Villas del Cedro Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villas del Cedro MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			2.4			

Figura 9.6.11.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Villas del Cedro Banco 2



D23-NO5 Zona Dorada Banco 1

Diagnóstico operativo.

En las comunidades ubicadas en la periferia al noreste de la ciudad de Culiacán, Sinaloa, se tienen cargas de tipo residencial y rural (área de influencia), se abastecen de energía eléctrica a través de la SE Culiacán Tres con 60 MVA de capacidad instalada (57 MW) mediante dos bancos de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV cada uno. Para el área de influencia, la demanda máxima de energía eléctrica registrada en 2022 fue de 49.5 MW equivalente al 87 % de la capacidad nominal de transformación de la Subestación Eléctrica.

Problemática que resolver.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se pronostica, en el área de influencia de la SE Culiacán Tres, una demanda de 59.5 MW para 2027. Esta condición de demanda llevará a los elementos de transformación a presentar cargabilidades del 104 %, por lo que se requiere de un proyecto que dé solución a la problemática de sobrecargas ante el crecimiento continuo de la demanda de energía eléctrica en el área para atender servicios y desarrollos actuales y futuros.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **125.358 millones de pesos de 2022** (6.08 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.
- Transmisión: Construcción de Línea de Transmisión hacia la nueva SE Zona Dorada que entroncará a la LT Culiacán Tres – 73830 – Humaya, doble circuito en 115 kV, con una longitud aproximada de 0.9 km en poste troncocónico un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Zona Dorada mediante la instalación de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV para la interconexión de la SE Zona Dorada y ocho alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el área de influencia con las siguientes características: 1C-3F-4H-4 km-13.8 kV- 750 AWG-AL-XLP.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en el noreste de la ciudad de Culiacán, adicionalmente, se tendrá una mayor Confiabilidad en el sistema eléctrico de distribución en escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas.

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.

Se analizó una segunda Alternativa que consiste en la ampliación de la SE Culiacán Tres, Banco 5, a través de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como adecuaciones en la infraestructura eléctrica en 115 kV y 13.8 kV. La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **148.826 millones de pesos de 2022** (7.22 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Zona Dorada Banco 1** 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 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 **1.34**, un Valor Presente Neto (VPN) de **433.341 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **33.00 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.28**, un VPN de 363.5 millones de pesos y una TIR de **27.31 %**.

Cuadro 9.6.12.1. Obras de transmisión del proyecto Zona Dorada Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zona Dorada entronque Culiacán Tres – Humaya	115	2	1.8	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			1.8			

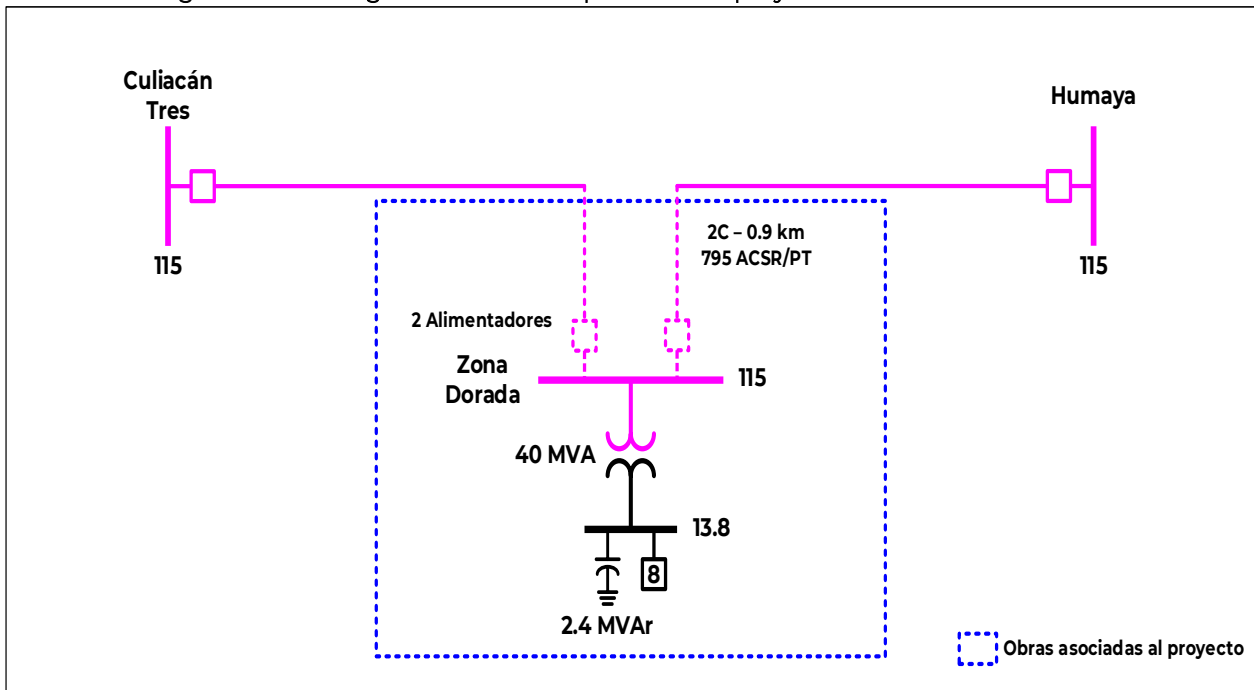
Cuadro 9.6.12.2. Obras de transformación del proyecto Zona Dorada Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zona Dorada Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.12.3. Obras de compensación del proyecto Zona Dorada Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zona Dorada MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			2.4			

Figura 9.6.12.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Zona Dorada Banco 1


D23-NO6 Del Mar Banco 2

Diagnóstico operativo.

La zona centro de la Ciudad de Mazatlán, Sinaloa (área de influencia), se abastece de energía eléctrica a través de la SE Del Mar con un banco de 40 MVA de capacidad, la SE Mazatlán Norte con dos bancos de 40 MVA cada uno y la SE Mazatlán Centro con un banco de 30 MVA, cada elemento de transformación descrito tiene una relación de transformación de 115/13.8 kV, en conjunto el área de influencia tiene una capacidad instalada de transformación 150 MVA. La demanda máxima de energía eléctrica registrada en el área de influencia en 2022 fue de 126.1 MW equivalente al 88 % de la capacidad nominal de transformación.

Dentro del área de influencia del proyecto Del Mar Banco 2 se tienen LTCPS con capacidades bajas de transmisión de potencia activa, algunas LTCPS que están identificadas para repotenciar son: la LTCPS

Mazatlán Norte – 73550 – Del Mar y la LTCPS Mazatlán Centro – 73560 – Mazatlán Uno, ambas en 115 kV, estas se encuentran dentro del proyecto P19-NO2 con fecha de diciembre de 2031. Por otro lado, la LTCPS Del Mar – 73500 – Mazatlán Centro, en 115 kV, se encuentra dentro del proyecto P20-NO7 con fecha de abril de 2029, las fechas de entrada en operación fueron actualizadas por la CFE Transmisión por lo que, se requieren que los proyectos de transmisión que eliminan restricciones de capacidad de transmisión colindantes al área de influencia sean realizados previo a la entrada en operación del nuevo proyecto de adicionar transformación para el suministro de la carga pronosticada en la zona Mazatlán.

Problemática que resolver.

Con base en, el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, dentro del área de influencia, se pronostica una demanda de energía eléctrica de 143.1 MW para el año 2027, esta magnitud representa el 100.4 %

de la capacidad nominal de transformación lo que provocará saturación en la Red Eléctrica limitando la atención a servicios y desarrollos actuales y futuros. Motivado por las problemáticas descritas, se requiere de un proyecto que dé solución a las sobrecargas en los elementos de transformación y circuitos de transmisión en media tensión.

Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica en las Subestaciones Eléctricas del área de influencia las LTCPS identificadas con limitaciones en la transmisión de potencia activa continuarían presentando sobrecargas en escenarios con Red Eléctrica completa, incrementándose las sobrecargas en LTCPS ante contingencias sencillas. Es por esto, que se requieren las obras de recalibración de LTCPS para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema eléctrico de la zona Mazatlán y sea posible incorporar proyectos de transformación que suministre la demanda incremental de la zona que no es posible proporcionar sin el nuevo proyecto de transformación propuesto.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **86.198 millones de pesos de 2022** (4.18 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE Del Mar mediante la instalación adicional de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla ocho alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el área de influencia con las siguientes características: 9KM-1C-3F-4H-13 kV-750 KCM-AL-XLP.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en la ciudad de Mazatlán, adicionalmente, se tendrá una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión en escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas, ya que se contará con la disponibilidad para aislar posibles fallas al tener más interconexiones entre circuitos 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.

Se analizó una opción alterna que consiste en una nueva Subestación Eléctrica denominada Mazatlán Estadio, la cual contempla la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **192.788 millones de pesos de 2022** (9.35

millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Del Mar 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 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 **1.42**, un Valor Presente Neto (VPN) de **638.661 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **48.62 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.31**, un VPN de **458.981 millones de pesos** y una TIR de **27.78 %**.

Cuadro 9.6.13.1. Obras de transformación del proyecto Del Mar Banco 2

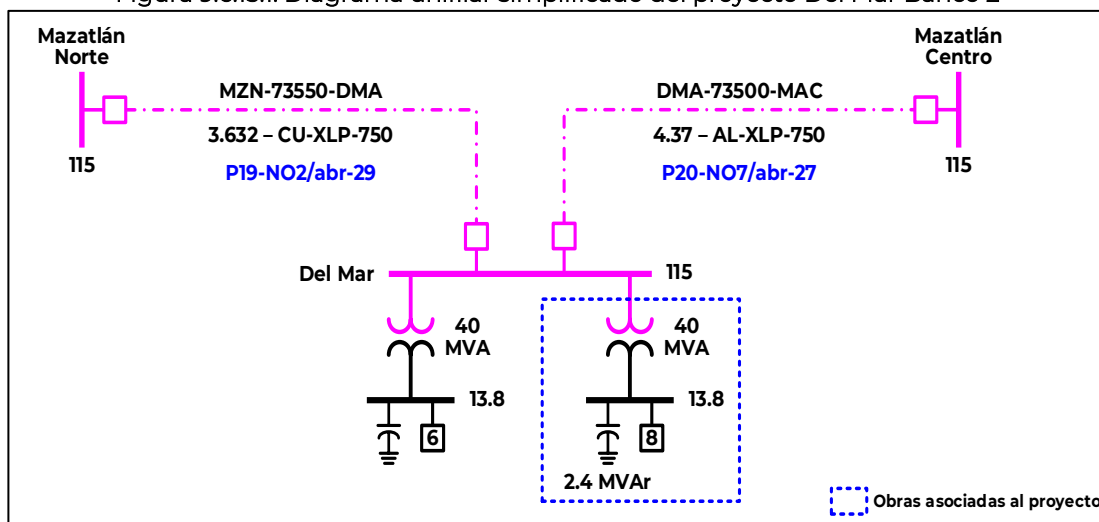
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Del Mar Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.13.2. Obras de compensación del proyecto Del Mar Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Del Mar MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			2.4			

Figura 9.6.13.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Del Mar Banco 2



GCR Noreste

D23-NE1 Providencia Banco 1

Diagnóstico operativo.

El área urbana del municipio de Ciudad Valles del estado de San Luis Potosí, durante los últimos años ha presentado un alto desarrollo en la vivienda y en el comercio, el suministro de la zona de distribución Valles depende de la transformación instalada en la SE Valles con una capacidad instalada de 30 MVA y con relación de transformación 115/13.8 KV.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de los circuitos se agravarán aún más y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las condiciones actuales.

Problemática que resolver.

Debido al crecimiento de la demanda y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros del municipio de Ciudad Valles, se hace necesario contar con más capacidad de la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la SE Valles, que de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043 en el año 2028 llegará a 29.2 MW lo que equivale al 102.4 % de la capacidad instalada.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **140.1 millones de pesos de 2022** (6.8 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 3.0 km de Línea de Transmisión aérea, doble circuito calibre 795 kcmil tipo ACSR para la SE Providencia que entroncará la LT Museo – Valles en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Providencia 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 de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Providencia y cuatro alimentadores en 13.8 kV para la construcción y conexión de nuevos circuitos eléctricos de media tensión en el área de influencia.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto, no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto en escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla.

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.

Se analizó una segunda Alternativa que consiste en una nueva SE denominada Emiliano con un transformador de 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **155.3 millones de pesos de 2022** (7.5 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar).

Sin embargo, **Providencia Banco 1** 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 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 **1.3**, un Valor Presente Neto (VPN) de **229.3 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **21.6 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.3**, un VPN de **210.2 millones de pesos** y una TIR de **20.2 %**.

Cuadro 9.6.14.1. Obras de transmisión del proyecto Providencia Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Providencia entronque Museo – Valles	115	2	6.0	abr-28	abr-28	Noreste
Total			6.0			

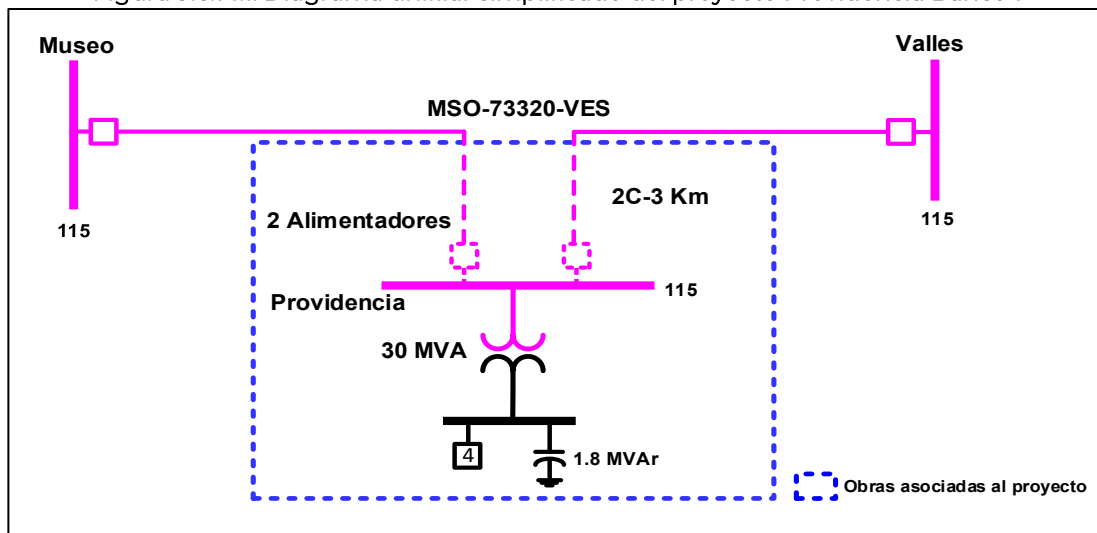
Cuadro 9.6.14.2. Obras de transformación del proyecto Providencia Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Providencia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.14.3. Obras de compensación del proyecto Providencia Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Providencia MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Noreste
Total			1.8			

Figura 9.6.14.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Providencia Banco 1


D23-NE2 Acuña Dos Banco 2

Diagnóstico operativo.

El municipio de Ciudad Acuña del estado de Coahuila, durante los últimos años ha incrementado su desarrollo en vivienda y comercio de la zona Piedras Negras, el suministro del área de Distribución depende de la transformación instalada en la SE Acuña con una capacidad instalada de 63.6 MVA y con relación de transformación 138/13.8 KV.

Considerando la demanda incremental de carga a requerir por la zona en los próximos años, las SE Acuña, Acuña Dos y las condiciones operativas de los circuitos, se verán sobrecargados y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las condiciones actuales.

Problemática que resolver.

Dada la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros del municipio de Ciudad Acuña, es necesario incrementar la capacidad con que se

cuenta actualmente en la SE Acuña Dos, que en el año 2028 llegará a 61.32 MW lo que equivale a una cargabilidad del 101.5 %, conforme al Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

El nuevo Banco de transformación permitirá atender el crecimiento de la demanda esperado para los próximos años en la región y satisfacer la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **73.3 millones de pesos de 2022** (3.5 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2028.
- Transformación: Ampliación de la SE Acuña Dos con 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla seis alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE Acuña Dos.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE Acuña, esto con red 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 al incremento en capacidad de transformación de la zona, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Río Bravo con un transformador de 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 138 kV y 13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **156.55 millones de pesos de 2022** (7.59 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar), sin embargo, Acuña Dos 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 **1.60**, un Valor Presente Neto (VPN) de **687.820** millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **53.56 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.48**, un VPN de **533.439** millones de pesos y una TIR de **32.71 %**

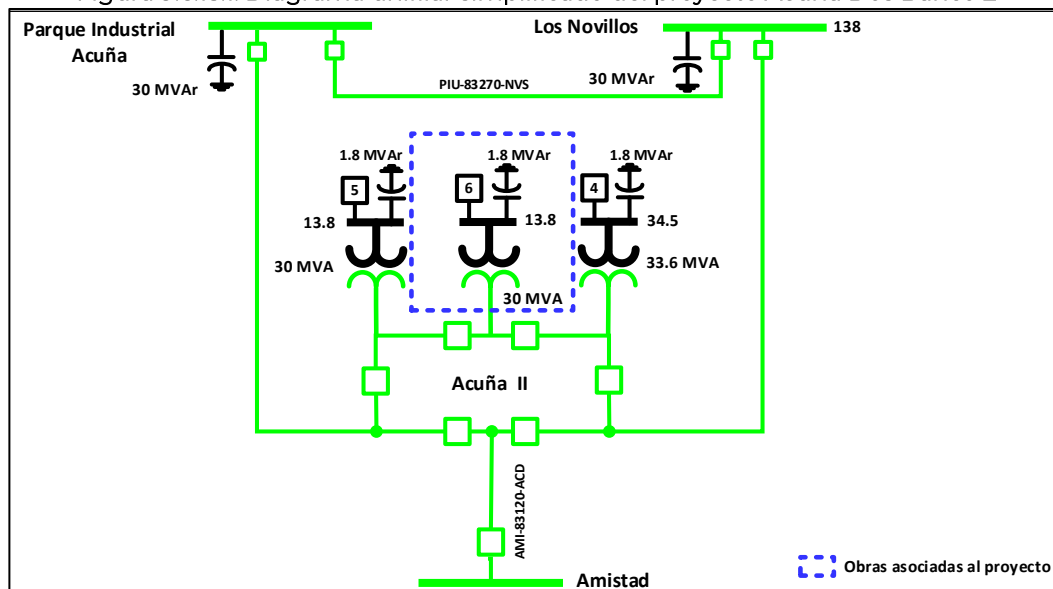
Cuadro 9.6.15.2. Obras de transformación del proyecto Acuña Dos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acuña Dos Banco 2	1	T	30.0	138/13.8	jun-28	jun-28	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.15.3. Obras de compensación del proyecto Acuña Dos Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acuña Dos Banco 2	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	jun-28	Norte
Total			1.8			

Figura 9.6.15.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Acuña Dos Banco 2


D23-NE3 Calzada del Sol Banco 1

Problemática que resolver.

Diagnóstico operativo.

Las SE Aeropuerto del Norte, Ciénega de Flores Dos y Estrella, se encuentran localizadas en la zona Metropolitana Norte perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a la región sur del municipio de Salinas Victoria, Nuevo León. Actualmente, la SE Aeropuerto del Norte, la SE Ciénega de Flores y la SE Estrella cuentan con una capacidad instalada de 30 MVA, 30 MVA y 60 MVA respectivamente y una relación de transformación 115/34.5 kV, sumando una capacidad total de 120 MVA.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de las SE Aeropuerto del Norte, Ciénega de Flores Dos y Estrella.

En 2022, las SE de la zona presentaron una demanda máxima registrada de 96.4 MW, sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, para el año 2028 se espera una demanda de 108.9 MW, lo que representaría operar las Subestaciones Eléctricas involucradas a un 95.5 % de la capacidad total de los bancos de transformación de la zona.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones esperadas a contar en 2028. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga en condiciones de emergencia, debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la zona de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **140.8 millones de pesos de 2022** (6.8 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2028.
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Escobedo 73G40 Estrella en la nueva SE Calzada del Sol.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad en la SE Calzada del Sol con relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR de capacidad en 34.5 kV.

El proyecto contempla la inclusión de dos alimentadores en nivel de tensión de 115 kV, 4 alimentadores en nivel de tensión de 34.5 kV para la conexión de nuevos circuitos, línea y equipos en la Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con Red Eléctrica completa.

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 en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en un nuevo transformador en la SE Pilares, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 34.5 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **144.8 millones de pesos de 2022** (7.02 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, Calzada del Sol Banco 1 es la opción que aporta mayores beneficios en relación con la TIR, contando con una relación B/C similar y que resuelve la problemática. Y mejorar la Confiabilidad del SEN.

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 **1.54**, un Valor Presente Neto (VPN) de **639.74** millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **33.34** %. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.54**, un VPN de **635.33** millones de pesos y una TIR de **32.87** %.

Cuadro 9.6.16.1. Obras de transmisión del proyecto Calzada del Sol Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Calzada del Sol entronque Escobedo -Estrella	115	2	7.0	ago-28	ago-28	Noreste
Total			7.0			

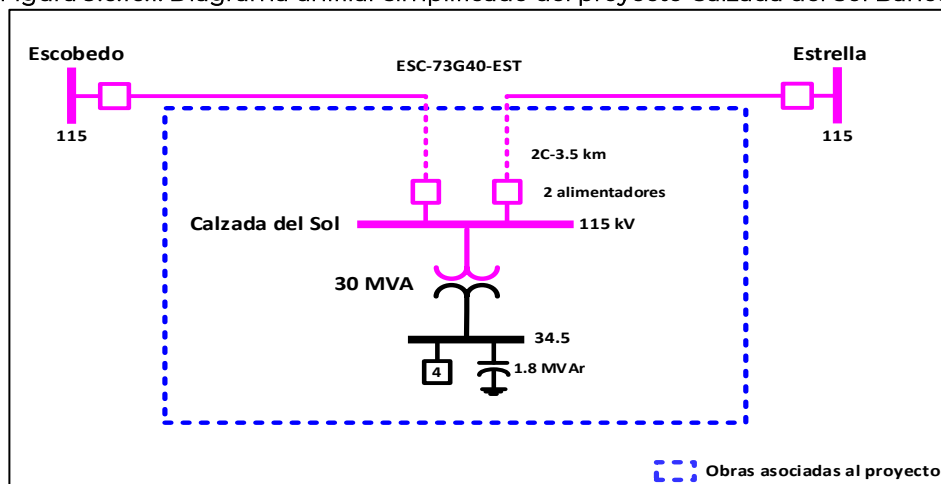
Cuadro 9.6.16.2. Obras de transformación del proyecto Calzada del Sol Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Calzada del Sol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-28	ago-28	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.16.3. Obras de compensación del proyecto Calzada del Sol Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Calzada del Sol MVar	Capacitor	34.5	1.8	ago-28	ago-28	Noreste
Total			1.8			

Figura 9.6.16.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Calzada del Sol Banco 1


D23-NE4 San Martín Banco 2

Diagnóstico operativo.

El sistema eléctrico de 13.8 kV de la región norponiente de la ciudad de Monterrey, Nuevo León, perteneciente a la Zona de Distribución Metropolitana Poniente, está suministrado por las SE San Martín, Modelo, Solidaridad y San Bernabé, sumando una capacidad instalada total de 142.5 MW. Este sistema presentó una demanda máxima registrada de 123.2 MW en el año 2022, lo que representa un 86.45 % de cargabilidad en los bancos de transformación involucrados en el área.

Considerando el crecimiento del sector con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2023-2043 del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, para el año 2027 se espera una demanda de 138.2 MW, lo que representa un 96.98 % de la capacidad instalada total, lo que implicaría un incremento de pérdidas eléctricas I^2R en la Red Eléctrica de media tensión, incapacidad de realizar transferencias en condiciones de emergencia y disminuir la Calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Problemática que resolver.

La zona de influencia ubicada en el área norponiente municipio de Monterrey, requiere de la ampliación de la capacidad instalada en el sector, con la finalidad de suministrar energía eléctrica a los usuarios actuales y futuros de la región, lo que hace necesario adicionar nuevos elementos de transformación para atender la carga futura en el área.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los elementos de transformación en el área de interés.

Debido al incremento de la demanda en el área de estudio que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental pronosticada para el año 2027, limitando el suministro y desarrollo de la región, por lo que surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la SE San Martín.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **62.6 millones de pesos de 2022** (3.0 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE San Martín 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.

El proyecto contempla 6 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE. Además, considera las actividades previas del proyecto y la instalación de equipos de medición del MEM

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con 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 al incremento en capacidad de transformación en el área norponiente de Monterrey, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Rangel Frías, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **120.2 millones de pesos de 2022** (5.8 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **San Martín 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 **1.55**, un Valor Presente Neto (VPN) de **498.02** millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **37.28 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.44**, un VPN de **379.6** millones de pesos y una TIR de **26.79 %**.

Cuadro 9.6.17.1. Obras de transformación del proyecto San Martín Banco 2

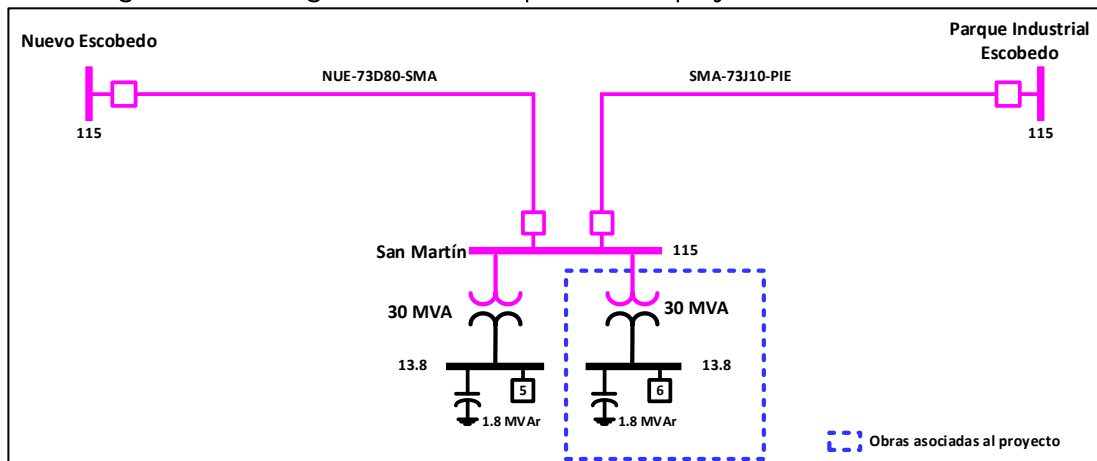
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-27	may-27	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.17.2. Obras de compensación del proyecto San Martín Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 2	Capacitor	13.8	1.8	may-27	may-27	Noreste
Total			1.8			

Figura 9.6.17.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Martín Banco 2



D23-NE5 Matamoros Banco 4 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

La región oeste de la zona Matamoros, ubicada en el estado de Tamaulipas, está suministrada por las SE Matamoros y Valle

Sur, que pertenecen a la Zona de Distribución Matamoros, con las cuales se abastece de energía eléctrica a usuarios de tipo industrial, comercial y doméstico.

El sistema eléctrico de 34.5 kV del área de estudio, suma una capacidad instalada total de 12.5 MVA. Este sistema presentó una

demanda máxima registrada de 8.67 MW en el año 2022, lo que representa un 72.97 % de cargabilidad en los bancos de transformación de la zona.

Considerando el crecimiento de la región, con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2023-2043 del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), para el año 2027 se espera una demanda de 11.5 MW, equivalente a una cargabilidad del 96.80 % de la capacidad instalada total, lo que implicaría una falta de capacidad para atender la demanda incremental, un incremento de pérdidas I^2R en la Red Eléctrica de media tensión, incapacidad de realizar transferencias de carga por salidas programadas o fallas y disminución de la Calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Problemática que resolver.

La problemática principal se presentará en el corto plazo para el área de influencia, es la saturación de los elementos de transformación de las SE Matamoros y Valle Sur. Durante el periodo de verano, la región de estudio tendrá mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas que se presentan, por lo que existe la necesidad de adicionar nuevos elementos de transformación para atender la carga futura de la zona.

Considerando el incremento de la demanda que se tendrá en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental, aún con las instalaciones programadas para 2027. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, limitando el desarrollo de la región.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **29.09 millones de pesos de 2022** (1.4 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Sustitución del banco 4 de 12.5 MVA por banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 138/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVar de capacidad en 34.5 kV.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con 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 al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de la SE La Rosita Banco 1 con

la instalación de un banco de transformación de relación 138/34.5 kV y con 9.375 MVA de capacidad. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **86.98 millones de pesos de 2022** (4.22 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Matamoros Banco 4** 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 **1.53**, un Valor Presente Neto (VPN) de **236.92** millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **47.37 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.38**, un VPN de **181.023** millones de pesos y una TIR de **25.59 %**.

Cuadro 9.6.18.1. Obras de transformación del proyecto Matamoros Banco 4

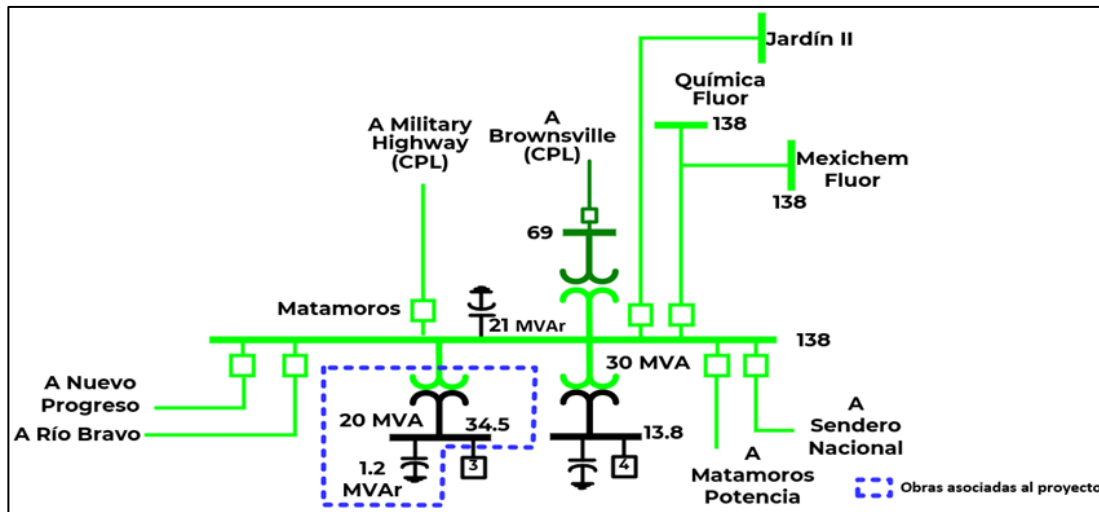
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	1	T	20.0	138/34.5	abr-27	abr-27	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.18.2. Obras de compensación del proyecto Matamoros Banco 4

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	Capacitor	34.5	1.2	abr-27	abr-27	Noreste
Total			1.2			

Figura 9.6.18.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Matamoros Banco 4



D23-NE6 Bajío Banco 1

Diagnóstico operativo.

La zona de Distribución Sabinas, ubicada en el estado de Coahuila, es suministrada por las SE Bajío, con la cual se abastece de energía eléctrica a usuarios de tipo industrial, comercial y doméstico.

El sistema eléctrico de 13.8 kV del área de estudio, suma una capacidad instalada total de 20 MVA. Este sistema presentó una demanda máxima registrada de 16.7 MW en el año 2022, lo que representa un 87.89 % de cargabilidad en los bancos de transformación de la zona.

Debido al crecimiento de la región, con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2023-2043 del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), para el año 2028 se espera una demanda de 19.2 MW, equivalente a una cargabilidad del 101.05 % de la capacidad instalada total, lo que implicaría una falta de capacidad para atender la demanda incremental, un incremento de pérdidas I²R en la Red Eléctrica de media tensión, incapacidad de realizar transferencias de carga por salidas programadas o fallas y disminución de la Calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Problemática que resolver.

La problemática se presentará en el corto plazo para el área de influencia, con la saturación de los elementos de transformación de las SE Bajío. Durante el verano, la región de estudio presenta la demanda máxima debido a las altas temperaturas que se presentan, por lo cual surge la necesidad de adicionar nuevos

elementos de transformación para atender la carga futura de la zona.

Considerando el incremento de la demanda que se tendrá en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental, aún con las instalaciones programadas para 2027. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, limitando el desarrollo de la región.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **46.72 millones de pesos de 2022** (2.26 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2028.
- Transformación: Sustitución del banco de transformación de 20 MVA en la SE Bajío por un banco de transformación nuevo 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.

El proyecto contempla un alimentador con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Además, considera la instalación de equipos de medición del MEM e infraestructura para REI.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la

Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con 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 al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de la SE Morelos con la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV y con 9.375 MVA de

capacidad. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **130.17 millones de pesos de 2022** (6.31 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Bajío Banco 1** 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 **1.39**, un Valor Presente Neto (VPN) de **128.08 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **26.1 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.13, un VPN de **47.38 millones de pesos** y una TIR de **15.07 %**

Cuadro 9.6.19.2. Obras de transformación del proyecto Bajío Banco 1 (sustitución)

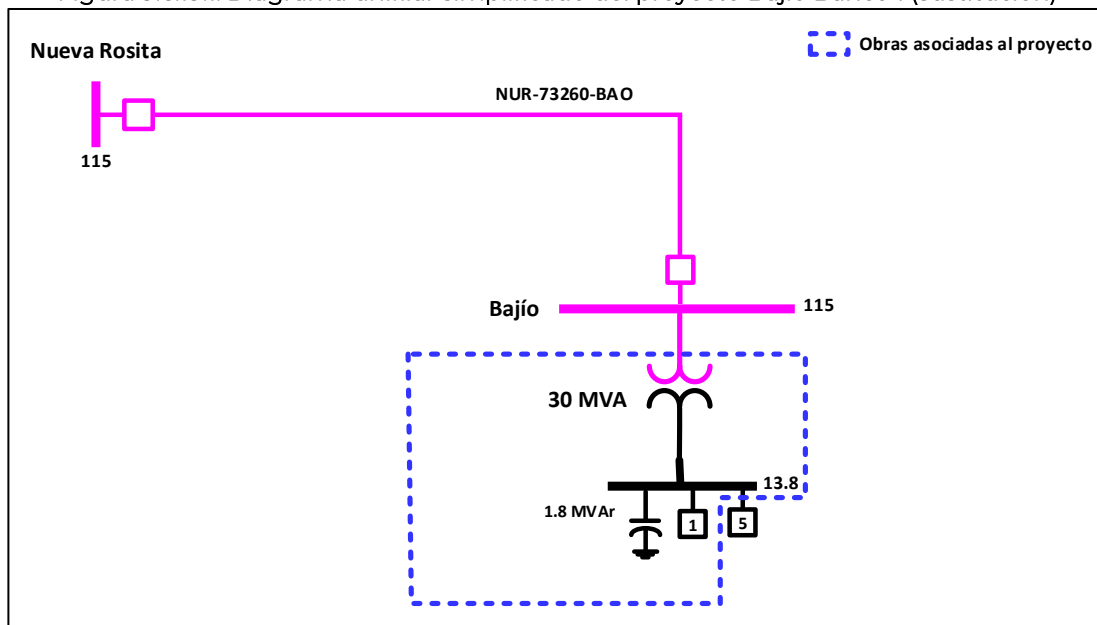
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-28	jun-28	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.19.3. Obras de compensación del proyecto Bajío Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío Banco 1 (Sustitución)	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	jun-28	Noreste
Total			1.8			

Figura 9.6.19.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Bajío Banco 1 (sustitución)



D23-NE7 Tamuín Dos Banco 1

Diagnóstico operativo.

El área urbana del municipio de Tamuín del estado de San Luis Potosí, durante los últimos años ha incrementado su desarrollo en vivienda y comercio de la zona Ciudad Valles. El suministro del área de Distribución depende de la transformación instalada en la SE Coco con una capacidad instalada de 20 MVA y con relación de transformación 115/34.5 KV.

Considerando la demanda incremental de carga a requerir por la zona en los próximos años, la SE Coco y las condiciones operativas de los circuitos, se verán sobrecargados y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las condiciones actuales y ante contingencia en la zona.

Problemática que resolver.

Dada la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros del municipio de Ciudad Tamuín, es necesario

incrementar la capacidad con que se cuenta actualmente en la SE Coco, que en el año 2028 llegará a 19.8 MW y factor de utilización del 104.1 %, conforme al Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

El nuevo Banco de transformación permitirá atender el crecimiento de la demanda esperado para los próximos años en la región y satisfacer la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **236.069 millones de pesos de 2022** (11.459 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2028.

- **Transmisión:** Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 24.26 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Anáhuac Potencia 73950 Tamos en la nueva SE Tamuín Dos.
- **Transformación:** nueva SE con un Banco de transformación 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

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV para entroncar a la LT Anáhuac Potencia-73950-Tamuín II, también se requieren 3 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad.

Con la construcción de la nueva Subestación Eléctrica del Banco de transformación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con 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.

Se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Nuevo Ahuacatitla con un transformador de 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 34.5 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **258.436 millones de pesos de 2022** (12.545 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.60 pesos por dólar), sin embargo, **Tamuín Dos Banco 1**, 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 **1.24**, un Valor Presente Neto (VPN) de **189.956 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **17.8 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.2, un VPN de 163.397 millones de pesos y una TIR de 16.33 %.

Cuadro 9.6.20.1. Obras de transmisión del proyecto Tamuín II Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamuín II Entronque Anáhuac Potencia-Tamos	115	2	48.6	jun-28	jun-28	Noreste
Total			48.6			

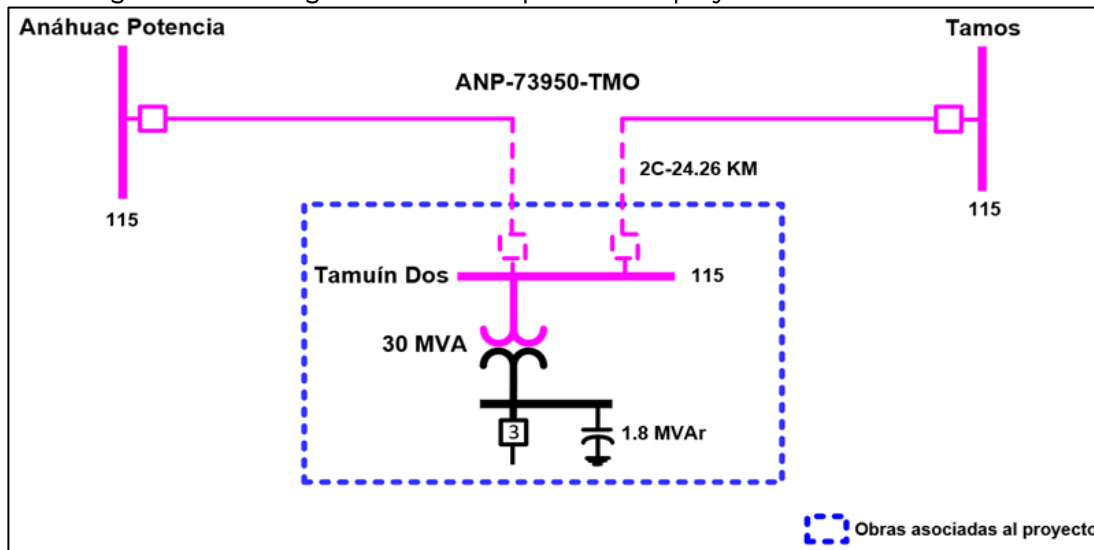
Cuadro 9.6.20.1. Obras de transformación del proyecto Tamuín Dos Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamuín Dos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-28	jun-28	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.20.2. Obras de compensación del proyecto Tamuín Dos Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamuín Dos Banco 1	Capacitor	34.5	1.8	jun-28	jun-28	Noreste
Total			1.8			

Figura 9.6.20.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tamuín Dos Banco 1


Baja California y Baja California Sur

D23-BC1 Valle de Puebla Banco 2

Diagnóstico operativo.

Las SE Valle de Puebla y Tecnológico ambas en 230 kV, así como SE González Ortega en 161 kV pertenecientes a la Zona Mexicali, suministran energía eléctrica a la parte oriente de la ciudad de Mexicali en la Red Eléctrica de media tensión en 13.8 kV, a través de elementos de transformación con una capacidad de 160 MVA en conjunto.

Con base en el estudio del análisis de la zona Mexicali, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo al oriente de la ciudad de Mexicali se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, ya que dicha zona ha incrementado su demanda derivada de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo interés social.

El área que atiende la SE Valle de Puebla continúa presentando expansión en su mancha urbana residencial y comercial pronosticándose una eventual saturación, por el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica del tipo urbano que se tiene pronosticado para el área de influencia, la capacidad de transformación se verá afectada en el mediano plazo, impidiendo con esto atender la demanda incremental con la infraestructura existente en el área de estudio.

Problemática que resolver.

La ciudad de Mexicali durante el periodo de verano en específico en los meses de mayo a septiembre presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas en la región.

Debido al incremento de la demanda en el área de influencia que comprende las SE Valle de Puebla, Tecnológico y González Ortega, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en dicha área. La SE Valle de Puebla registró una demanda de 35.7 MW en el 2022.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se espera que el área de influencia supere su capacidad de transformación en el año 2027, lo que representaría operar el equipo de transformación existente con una sobrecarga de 100.27 %. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **111.902 millones de pesos de 2022** (5.43 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE Valle de Puebla con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.

- **Compensación:** Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 5 alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE, así como troncales en media tensión con una longitud de 10.1 km mediante un tramo aéreo 1C-3F-4H-13 kV-477-AWG-AAC-PC y 2.5 km con tramo subterráneo 1C-3F-4H-13 kV-750 KCM-AL-XLP.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al oriente de la ciudad de Mexicali, 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 al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el

proyecto de construir la nueva SE Cuernavaca Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 230 kV para interconectar la SE a la red de transmisión en 230 kV mediante 4.0 km-circuito y 5 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán la carga.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **223.599 millones de pesos de 2022** (10.85 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto de ampliación de la capacidad de transformación en la SE Valle de Puebla 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 **1.42**, un Valor Presente Neto (VPN) de **271.952 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **24.84 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.2**, un VPN de **133.816 millones de pesos** y una TIR de **16.5 %**.

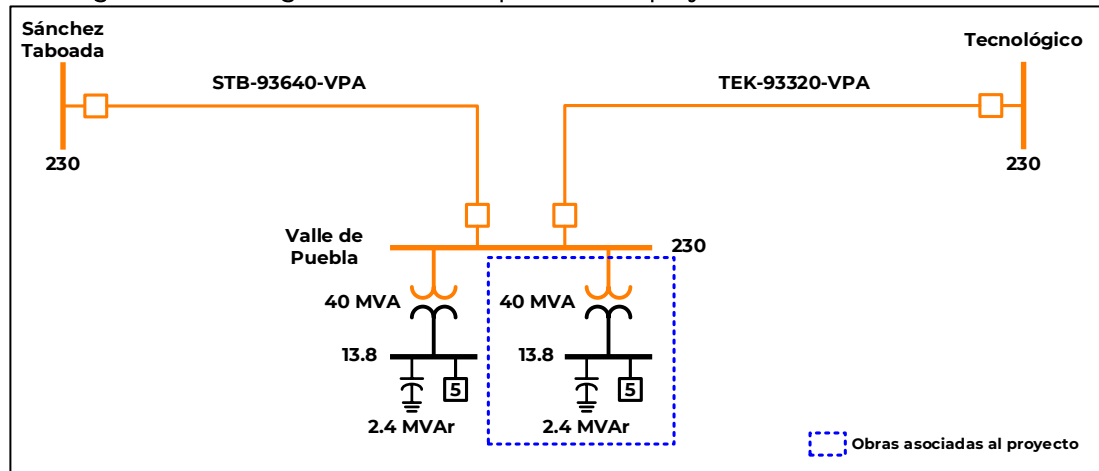
Cuadro 9.6.21.1 Obras de transformación del proyecto Valle de Puebla Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-27	abr-27	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.21.2. Obras de compensación del proyecto Valle de Puebla Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Puebla MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Baja California
Total			2.4			

Figura 9.6.21.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Valle de Puebla Banco 2


D23-BC2 San Simón Banco 2

Diagnóstico operativo.

Las SE Colonet, San Quintín y San Simón pertenecientes a la Zona de Distribución Ensenada, suministran energía eléctrica a la parte sur del municipio de Ensenada, a través de elementos de transformación con una capacidad de 69.4 MVA en conjunto y una relación de transformación 115/34.5 kV. La línea de transmisión existente de la SE Cañón – San Simón en 115 kV tiene un límite declarado por parte de CFE-Transmisión de 60 MVA (limitada por condiciones del cable).

Con base al estudio del análisis de la Zona Ensenada, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a Usuarios Finales actuales y futuros en el polo de desarrollo agrícola en el área de San Quintín se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la SE San Simón. Dicha zona

ha adquirido en la última década una importancia para los productores agrícolas de la región y prestadores de servicios en el ámbito agrícola, así mismo derivado de las recientes sequias y la demanda de agua para el riego agrícola se tiene la necesidad de construir desaladoras, por lo que se tiene proyectado la instalación de desaladoras de agua de mar, por su cercanía con la costa del pacifico mexicano, por otra parte, el incremento de la migración de personas que viajan a las cosechas de los campos agrícolas ha propiciado la necesidad de vivienda que requiere la población lo que ha ocasionado un fenómeno de urbanización.

Problemática que resolver.

Debido al incremento de la demanda energética ocasionado por empresas agrícolas e instalación de desaladoras para el suministro de agua para el riego, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación a través de la construcción de un segundo banco de transformación en

la SE San Simón dentro de dicho polo en desarrollo, ya que para suministrar el servicio de energía eléctrica solo se cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad, el cual registró una demanda de 17.7 MW en el 2022.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se espera que, la SE San Simón supere su capacidad de transformación en el año 2027, lo que representaría operar el equipo de transformación existente con una sobrecarga de 103.6 %. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

El proyecto San Simón Banco 2 está condicionado a que se eliminen las restricciones de la LT Cañón – San Quintín que tiene un Límite Operativo de 60 MVA y que, para cubrir las necesidades de energía eléctrica de la región, requiere de incrementar dicha capacidad con el objetivo de poder suministrar la demanda del proyecto. Cabe mencionar que en la zona de influencia se tiene la problemática de soporte de voltaje lo cual se soluciona con la entrada de proyectos instruidos en ejercicios pasados por lo que se requiere que los proyectos instruidos de compensación y transmisión instruidos por SENER a CFE transmisión para su realización y construcción sean llevados a cabo previo a la entrada en operación del nuevo proyecto que atenderá el suministro de la demanda requerida en el área de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **43.72 millones de pesos de 2022** (2.12 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE San Simón con un Banco de Transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVar de capacidad en 34.5 kV

Adicionalmente, el proyecto contempla 1 alimentador en 115 kV para mejorar el arreglo de barras de la Subestación Eléctrica y la conexión de la LT hacia la SE San Quintín, 2 alimentadores en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE, así como también 10 km de líneas en media tensión.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la zona costera del sur de la zona Ensenada, esto ante 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 en capacidad de transformación en la zona Ensenada, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la capacidad de la SE San Simón sustituyendo el transformador actual por uno de mayor capacidad, su alcance contempla la sustitución de la

transformación del Banco 1 por uno nuevo de 40 MVA de capacidad.

Análisis beneficio-costo.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **46.93 millones de pesos de 2022** (2.27 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

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 **1.64**, un Valor Presente Neto (VPN) de **423.034 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **49.06 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.63**, un VPN de 419.447 millones de pesos y una TIR de **46.97 %**.

Sin embargo, la ampliación del Banco 2 de la SE San Simón es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática y proporciona la Confiabilidad y seguridad en el suministro de la carga.

Cuadro 9.6.22.1. Obras de transformación del proyecto San Simón Banco 2

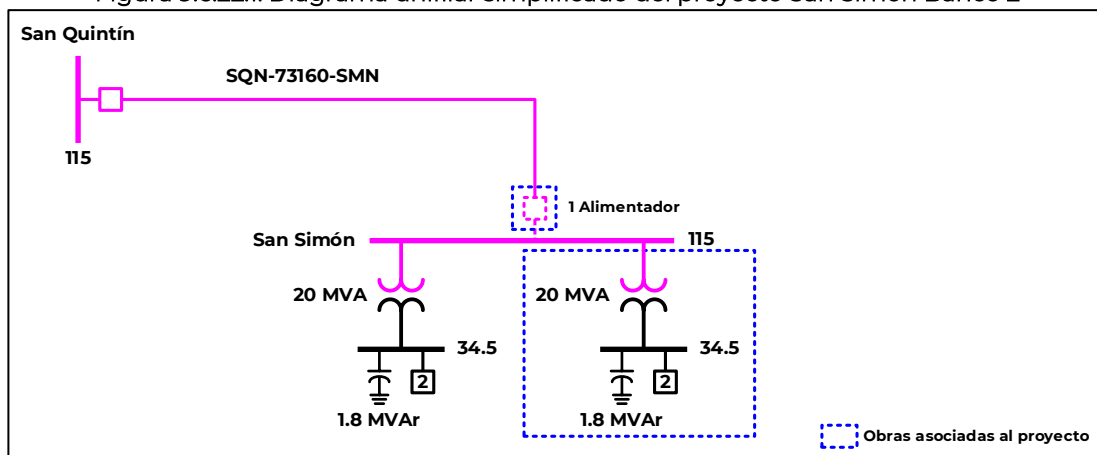
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-27	abr-27	Baja California
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.22.2. Obras de compensación del proyecto San Simón Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-27	abr-27	Baja California
Total			1.2			

Figura 9.6.22.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Simón Banco 2



D23-BS1 Villa Constitución Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

Las Subestación Eléctrica Villa Constitución perteneciente a la Zona de distribución Constitución, suministra energía eléctrica a la parte norte de la ciudad Constitución en el estado de Baja California Sur. Actualmente cuenta con una capacidad de transformación instalada de 40 MVA mediante dos Bancos de Transformación de 20 MVA de capacidad nominal y cuya relación de transformación es de 115/34.5 kV.

Con base al estudio del análisis de la Zona Constitución, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo norte de la ciudad Constitución se hace necesario realizar la sustitución del Banco de Transformación T-10 de la SE Villa Constitución por un nuevo equipo de transformación de mayor capacidad para contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente y así poder abastecer de energía eléctrica a usuarios de servicios domésticos, residenciales y comerciales de esta importancia ciudad del norte del estado de Baja California Sur.

Problemática que resolver.

La ciudad Constitución durante el periodo de verano en específico en los meses de junio a septiembre presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas que se registran en la región.

Debido al incremento de la demanda en el área de influencia, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de dicho polo en desarrollo

a través de la sustitución del Banco de Transformación T-10 de 20 MVA de capacidad en la SE Villa Constitución, el cual registró una demanda de 17.4 MW en el 2022.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se espera que la SE Villa Constitución supere su capacidad de transformación en el año 2028, lo que representaría operar el equipo de transformación T10 con una sobrecarga de 101 %. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **28.580 millones de pesos de 2022** (1.38 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.
- Transformación: Sustitución del Banco de Transformación de 20 MVA en la SE Villa Constitución por uno nuevo de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en 34.5 kV.

Adicionalmente el proyecto contempla la instalación de equipos de medición del MEM y fibra óptica.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de

energía eléctrica en la región norte de la ciudad Constitución, 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 eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN en particular el Sistema Interconectado de Baja California Sur.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el proyecto de la SE Valle Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV para interconectar la SE a la Red Eléctrica de Baja California Sur con 2.8 km-circuito y 2 alimentadores en 34.5 kV para los troncales que atenderán la carga.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **98.968 millones de pesos de 2022** (4.80 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto de la Alternativa 1 que consiste en la sustitución del Banco 1 de la SE Villa Constitución 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 **1.42**, un Valor Presente Neto (VPN) de **153.376 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **48.20 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.21**, un VPN de **83.531 millones de pesos** y una TIR de **20.02 %**

Cuadro 9.6.23.1. Obras de transformación del proyecto Villa Constitución Banco 1 (sustitución)

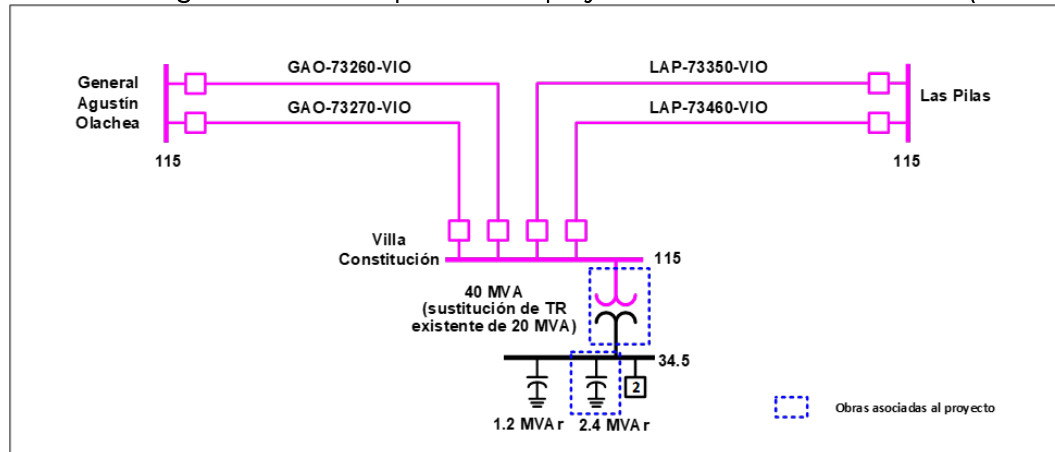
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.23.2. Obras de compensación del proyecto Villa Constitución Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Constitución MVar	Capacitor	34.5	2.4	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Total			2.4			

Figura 9.6.23.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Villa Constitución Banco 1 (sustitución)



D23-BS2 Puerto Los Cabos Banco 1

Problemática que resolver.

Diagnóstico operativo.

Las Subestación Eléctrica San José del Cabo perteneciente a la Zona de distribución Los Cabos, suministra energía eléctrica a la parte central de la ciudad San José del Cabo en el estado de Baja California Sur. Actualmente cuenta con una capacidad de transformación instalada de 40 MVA mediante dos Bancos de Transformación de 20 MVA, cuya relación de transformación es de 115/13.8 kV, adicionalmente, se tiene instalado de forma provisional un transformador móvil de 10 MVA.

La ciudad de San José del Cabo durante el periodo de verano en específico en los meses de junio a septiembre presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas que se registran en la región.

Debido al incremento de la demanda en el área de influencia, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en el área que atiende la SE San José del Cabo, la cual registró una demanda de 42.8 MW en el 2022.

Con base al estudio del análisis de la Zona Los Cabos, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo centro de la ciudad de San José del Cabo y debido a que no se cuenta con espacio para incrementar la capacidad de transformación en la misma SE, se hace necesario la construcción de una nueva SE para contar con capacidad de transformación adicional ya que dicha zona ha adquirido en la última década un importante crecimiento para los desarrolladores inmobiliarios que han propiciado un incremento de urbanización de la ciudad.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2023-2043, se espera que la SE San José del Cabo supere su capacidad de transformación incluso considerando que el banco de transformación móvil instalado no sea retirado para el año 2028, lo que representaría operar el equipo de transformación existente con sobrecarga. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **158.294 millones de pesos de 2022** (7.68 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT El Palmar – 73440 – San José del Cabo en la nueva SE Puerto Los Cabos
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Puerto Los Cabos 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 de capacidad en 13.8 kV. Instalación de un banco de Capacitores de 15 MVAR en el nivel de 115 kV en la SE Puerto Los Cabos.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV, 4 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE, así como también 2 km de líneas en media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán el área de influencia.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la región central de la ciudad San José del Cabo, 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 al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el proyecto de la SE Costa Azul Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV para interconectar la SE a la Red Eléctrica de Baja California Sur con 4.6 km-circuito en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán la carga.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **170.564 millones de pesos de 2022** (8.279 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto Puerto Los Cabos Banco 1 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 **1.2**, un Valor Presente Neto (VPN) de **450.485 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **33.12 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.19**,

un VPN de 442.415 millones de pesos y una TIR de 31.51 %

Cuadro 9.6.24.1. Obras de transmisión del proyecto Puerto Los Cabos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Los Cabos entronque El Palmar – San José del Cabo	115	2	7.0	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Total			7.0			

Cuadro 9.6.24.2. Obras de transformación del proyecto Puerto Los Cabos Banco 1

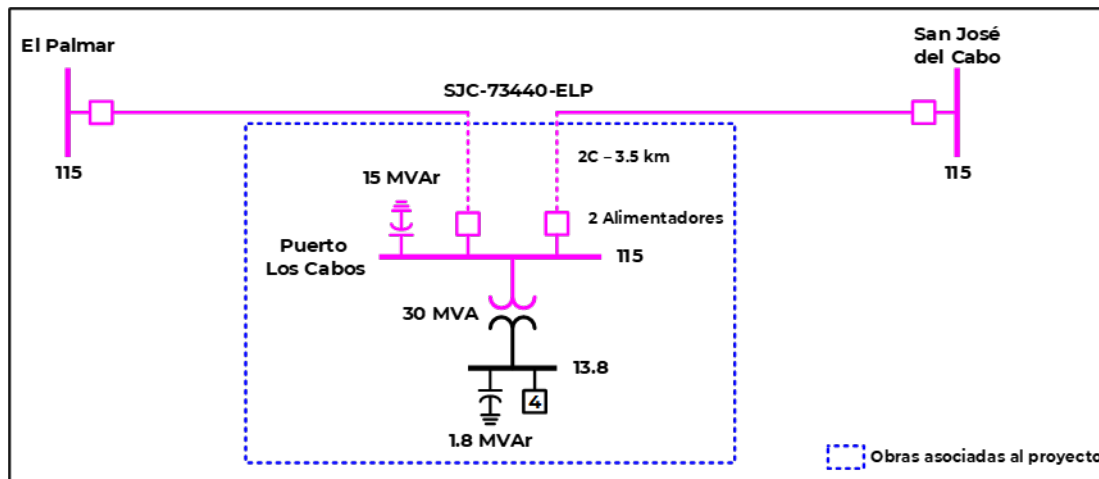
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Los Cabos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.24.3. Obras de compensación del proyecto Puerto Los Cabos Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Los Cabos MVar	Capacitor	115	15.0	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Puerto Los Cabos MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Baja California Sur
Total			16.8			

Figura 9.6.24.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Puerto Los Cabos Banco 1



GCR Peninsular

D23-PE1 Conkal Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica al nororiente de la ciudad de Mérida se realiza por medio de dos bancos de transformación en la SE Cholul, la cual cuenta con una capacidad instalada total de 80 MVA y relación de transformación 115/13.8

kV. Esta SE pertenece a la zona de distribución Mérida dentro del ámbito de influencia de la GCR Peninsular.

Sin embargo, cada banco de transformación atiende áreas opuestas, por lo que no es factible transferir gran parte de la carga con SE adyacentes por la ubicación geográfica de los centros de carga. De acuerdo con el PDS 2023-2037 para el año 2027 se espera una demanda de 43.4 MW en el banco 1 de la SE Cholul superando la capacidad nominal del banco existente.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación del Banco 1 de la SE Cholul.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones previstas para 2027. Todo eso repercutirá en la imposibilidad de atender nuevos servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **160.361 millones de pesos de 2022** (7.784 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de doble circuito aislada en 115 kV, con una longitud estimada de 8.5 km y un conductor por fase de calibre 477

kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Norte 73440 Kopté en la nueva SE Conkal.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Conkal mediante la instalación de un transformador 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.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV y 8 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región nororiente de la ciudad de Mérida, esto ante condiciones de red 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 en capacidad de transformación en la zona de Mérida, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada

Chicxulub, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación con 40 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 y 13.8 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **183.600 millones de pesos de 2022** (8.912 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Conkal Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos 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 **1.57**, un Valor Presente Neto (VPN) de **716.187 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **37.81 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.51**, un VPN de **666.877 millones de pesos** y una TIR de **32.01 %**.

Cuadro 9.6.25.1. Obras de transmisión del proyecto Conkal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conkal entronque Norte-Kopté	115	2	17	abr-27	abr-27	Peninsular
Total			17.0			

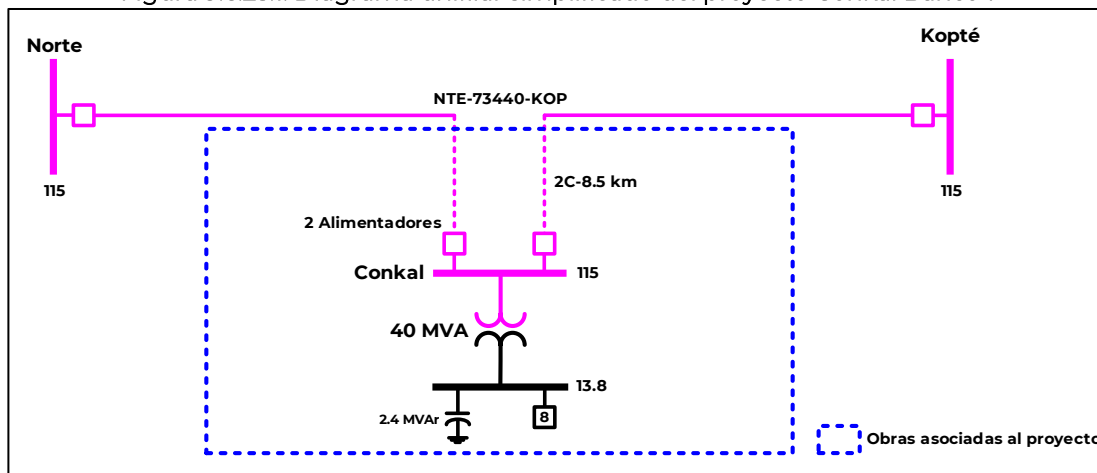
Cuadro 9.6.25.2. Obras de transformación del proyecto Conkal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conkal Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	abr-27	Peninsular
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 9.6.25.3. Obras de compensación del proyecto Conkal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conkal MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Peninsular
Total			2.4			

Figura 9.6.25.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Conkal Banco 1


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.

Metas Físicas de los proyectos legados

Los proyectos legados que aún no han entrado en operación constituyen un total de 1,040.5 km-c de Líneas de Transmisión. Sin embargo, para 850.5 km-c no se tiene una fecha precisa de entrada en operación derivados de problemáticas sociales en las zonas de influencia para los proyectos "OPF-718 Ixtapa Potencia – Pie de la Cuesta", "RP-1655 Victoria – Nochistongo" y "OPF-12121 Cuetzalan Banco 1". Además, el proyecto "OPF-1805 LT Huasteca – Monterrey" está en evaluación por parte de CFE.

Descartando los proyectos que no se cuenta con una fecha factible de termino definida por CFE, las mayores adiciones provendrán de los estados de Sinaloa, Oaxaca y Guerrero. En la Figura 9.7.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

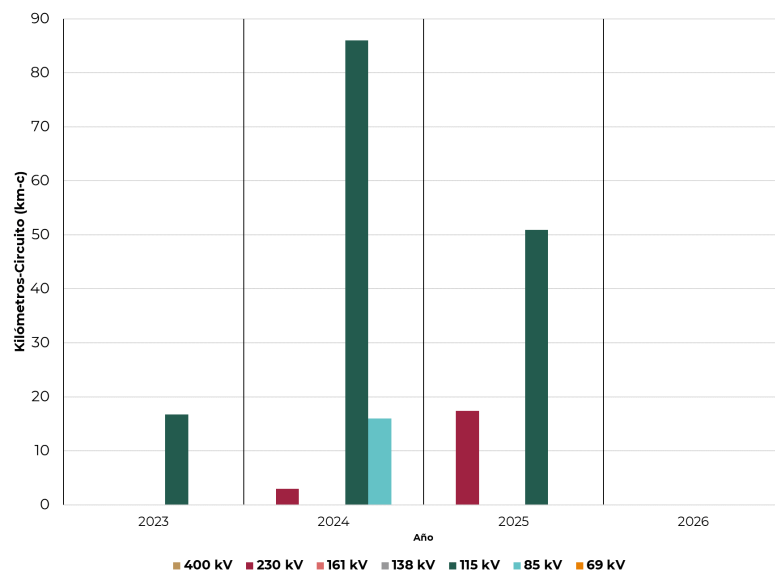
En la Figura 9.7.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 230 kV se agregará un total de

20.4 km-c, en 115 kV se agregará un total de 153.6 km-c y en 85 kV se agregarán 16.0 km-c.

Figura 9.7.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión legadas por Entidad Federativa



Figura 9.7.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión legadas por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos legados contemplan la instalación de un total de 1,639.4 MVA de

capacidad de transformación en la RNT, de los cuales 800 MVA se encuentran sin fecha

de terminación debido a problemáticas en su construcción.

Los proyectos legados activos suman 839.4 MVA en niveles de 230 kV, 115 kV y 85 kV. Los bancos de transformación con tensión primaria de 230 kV son los que representan el mayor incremento con un total de 360 MVA, seguido por los de 115 kV y 85 kV con 229.4 y 180 MVA respectivamente. Las mayores contribuciones se localizarán en la Ciudad de México, el Estado de México y

Sinaloa. En la Figura 9.7.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.7.4 se presentan las adiciones de bancos de transformación legados que impactarán en la infraestructura de las RGD del MEM por año y nivel de tensión. En 2024 se tendrán las mayores adiciones con un total de 459.4 MVA, seguido de 2025 con 320 MVA y por último en 2023 solo se contempla la instalación de 60 MVA de capacidad instalada.

Figura 9.7.3. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM legados por Entidad Federativa

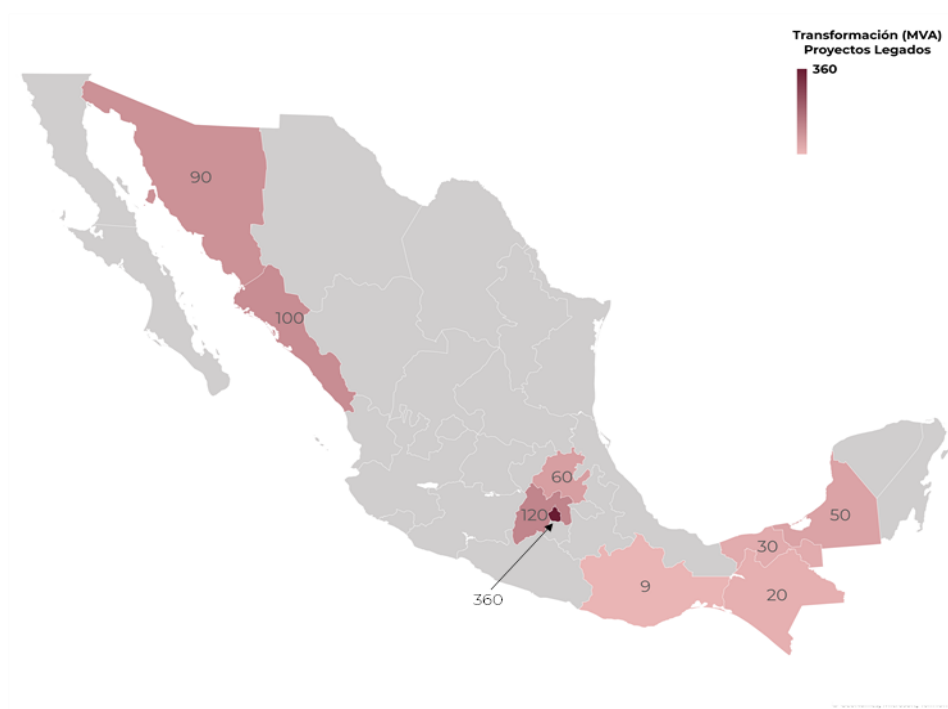
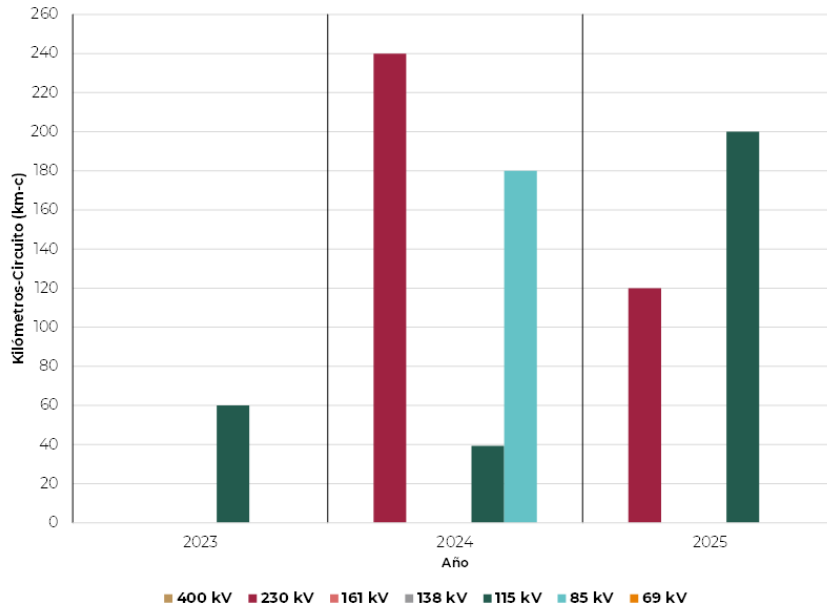


Figura 9.7.4. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM legados por año de entrada en operación y nivel de tensión



Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Transmisión

OPF-718 (se reactiva proyecto)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G87	Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia / 4	400	2	207.7	nov-09	nov-26	Oriental
Total				207.7			

4/ Tendido del segundo circuito

OPF-1603

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	sep-22	Central
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 12	230	2	45.6	nov-15	sep-22	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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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 (Concurso suspendido y en proceso de auditoría de la CFE)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
IA2	Champayán - Güémez / 3	400	2	182.5	abr-16	ND	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano / 3	400	2	230.7	abr-16	ND	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	ND	Noreste
Total				441.8			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
IA2	Champayán MVar	Reactor	400	62.0	abr-16	ND	Noreste
IA2	Güémez MVar	Reactor	400	133.3	abr-16	ND	Noreste
Total				195.3			

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Distribución

OPF-12121 (Suspendida)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan entronque Teziutlán II - Papantla Potencia	115	2	40.6	dic-20	Sin definir	Oriental
Total				40.6			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	Sin definir	Oriental
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan MVar	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	Sin definir	Oriental
Total				1.2			

OPF-1212J (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande - Río Grande Switcheo	115	1	27.0	dic-21	dic-24	Oriental
Total				27.0			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	dic-24	Oriental
Total				9.4				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande MVar	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	dic-24	Oriental
Total				0.6			

OPF-1210K (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz - Piaxtla	115	1	39.6	abr-21	feb-23	Noroeste
Total				39.6			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	feb-23	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	feb-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	Gerencia de Control Regional
O84	Villa Unión - Rosario - Escuinapa	115	1	30.5	jun-11	nov-24	Noroeste
Total				30.5			

OPF-1620B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón entronque Esmeralda - Xalostoc	230	2	3.0	ago-13	ago-24	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	ago-24	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	ago-24	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	ago-24	Central
Total				26.2			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-24	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-24	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	ago-24	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	ago-24	Central
Total				420.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-24	Central
LAF	Pensador Mexicano MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-24	Central
LAK	Moctezuma MVar	Capacitor	23	25.2	ago-13	ago-24	Central
LAU	Pachuca MVar	Capacitor	23	12.6	dic-18	ago-24	Central
Total				73.8			

OPF-1720B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	may-25	Central
Total				17.4			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	may-25	Central
Total				120.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan MVar	Capacitor	23	18.0	dic-14	may-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	Gerencia de Control Regional
OOD	Guamúchil - Angostura	115	1	11.3	abr-21	mar-25	Noroeste
Total				11.3			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OOD	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	mar-25	Noroeste
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OOD	Angostura MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	mar-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	Gerencia de Control Regional
OAI	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	Gerencia de Control Regional
OAI	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	Gerencia de Control Regional
OAI	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	Gerencia de Control Regional
OIW	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-21	mar-25	Noroeste
Total				0.1			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIW	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-21	mar-25	Noroeste
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIW	Santa María MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-21	mar-25	Noroeste
Total				1.2			

OPF-1821L (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-24	dic-25	Noroeste
Total				7.7			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	dic-25	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-24	dic-25	Noroeste
Total				1.8			

OPF-1821M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga entronque Hermosillo IV - Subestación Eléctrica Punto P	115	2	1.2	mar-22	ene-25	Noroeste
Total				1.2			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-22	ene-25	Noroeste
Total				40.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga MVar	Capacitor	13.8	2.4	mar-22	ene-25	Noroeste
Total				2.4			

OPF-2020C (Ejecución o Construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OZO	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	Gerencia de Control Regional
RBO	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	mar-20	dic-24	Oriental
Total				24.0			

OPF-2020H (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	abr-21	may-25	Oriental
Total				6.0			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	may-25	Oriental
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	may-25	Oriental
Total				1.2			

OPF-2020I (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	Sin definir	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	Sin definir	Oriental
Total				46.0			

OPF-2020K (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	jun-25	Peninsular
Total				0.4			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-22	jun-25	Peninsular
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris MVA	Capacitor	13.8	1.2	feb-22	jun-25	Peninsular
Total				1.2			

OPF-2020L (Ejecución o Construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	ago-23	Oriental
Total				1.0			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	ago-23	Oriental
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas MVA	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	ago23	Oriental
Total				1.8			

OPF-2020M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIR	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	ene-25	Noroeste
Total				15.6			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIR	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	ene-25	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIR	Chinitos MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	ene-25	Noroeste
Total				1.8			

OPF-2120B (Problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-21	Sin definir	Central
Total				7.6			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-21	Sin definir	Central
Total				120.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa MVar	Capacitor	23	18.0	nov-21	Sin definir	Central
Total				18.0			

OPF-2120C (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
OSK	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	jun-22	dic-24	Noroeste
OSK	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	jun-22	dic-24	Noroeste
Total				4.5			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OSK	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	dic-24	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OSK	Évora MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	dic-24	Noroeste
Total				1.8			

OPF-2120E (Por licitar)

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
POH	Ah, Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	oct-23	Peninsular
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
POH	Ah, Kim Pech MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	oct-23	Peninsular
Total				1.8			

Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución

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 CFE Distribución 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 CFE Distribución. En su mayoría están previstos para entrar en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 4 años.

Metas Físicas de los proyectos con recursos por aportaciones

Los proyectos con recursos por aportaciones⁶⁶ constituyen un total de 419.7 km-c de Líneas de Transmisión.

Las mayores adiciones se concentran en los estados de Chihuahua, México, Jalisco y Quintana Roo. En la Figura 9.8.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.8.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año (2023-2031) y nivel de tensión. En 230 kV se adicionarán 63 km-c y de 161 a 69 kV 333.9 km-c.

Los proyectos con recursos por aportaciones constituyen de un total de 7,618 MVA de capacidad de transformación en las RGD del MEM, de los cuales las mayores adiciones se presentarán en los estados de Chihuahua, Coahuila, Querétaro, Tamaulipas y Yucatán. En la Figura 9.8.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.8.4 se presentan las adiciones de bancos de transformación de las RGD del MEM por año (2023-2031) y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 1,953.8 MVA, seguido por 2024 con 1,902.6 MVA. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación del lado de alta en 115 kV con un total de 6,128.6 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV y 138 kV, con 480 y 470 MVA, respectivamente.

⁶⁶ Información de CFE Distribución. Las distancias en km-c y Capacidades de MVA pueden variar una vez terminados los estudios electromecánicos en sitio.

Figura 9.8.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

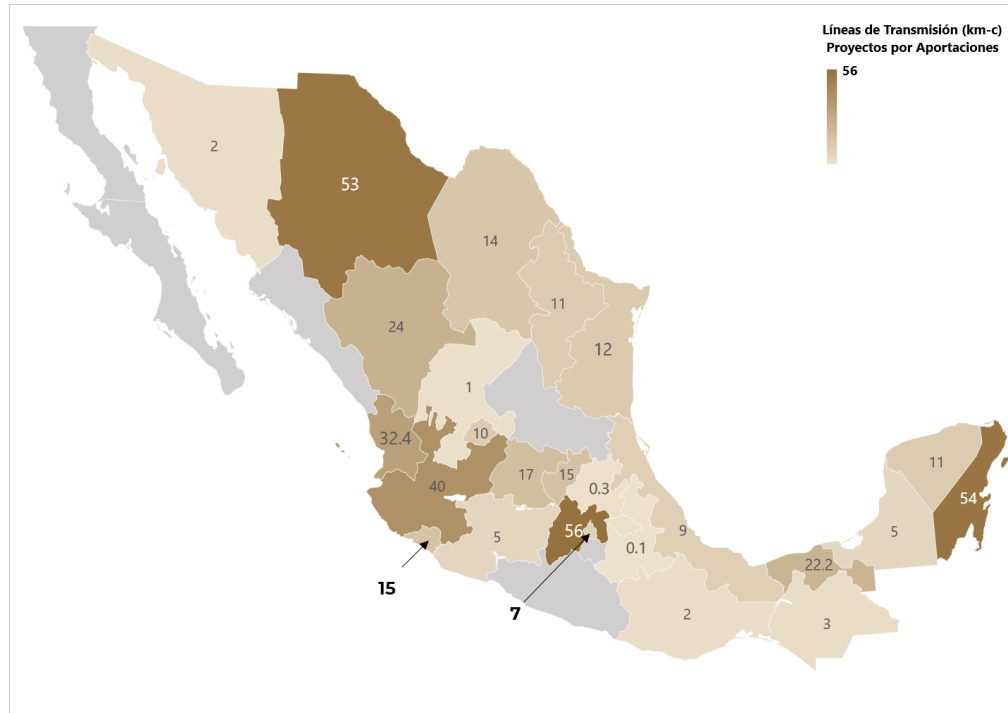


Figura 9.8.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión

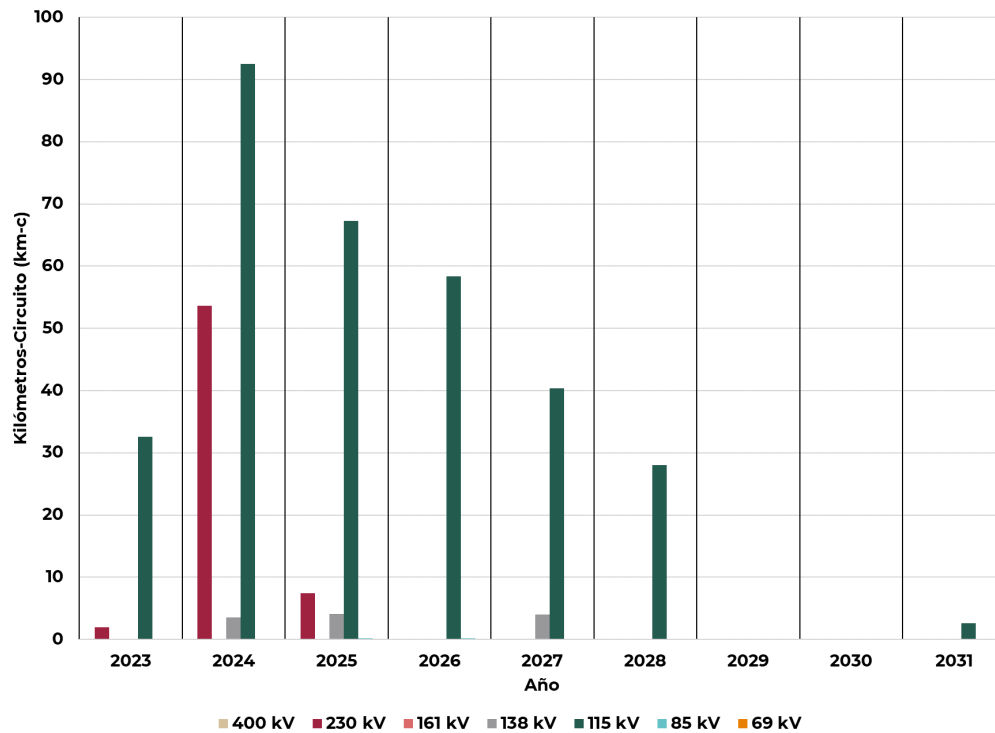


Figura 9.8.3. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

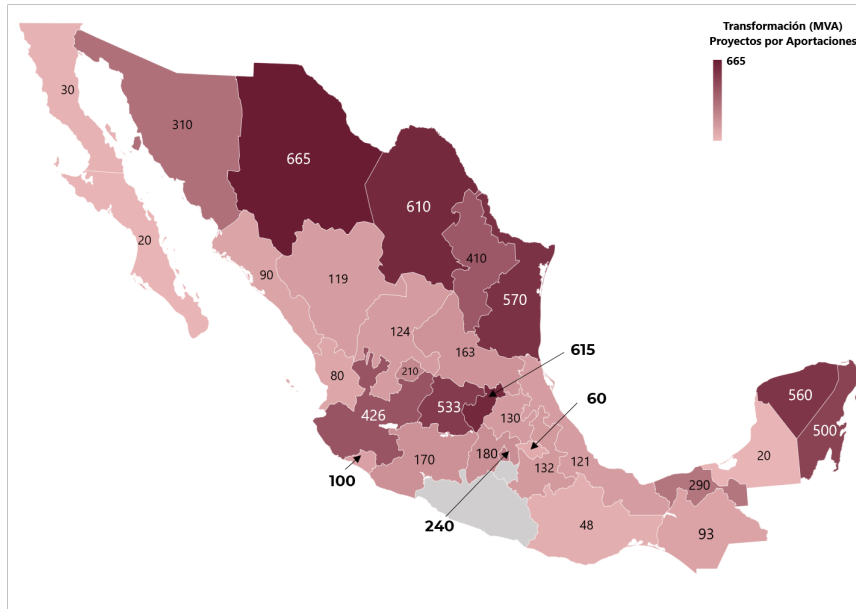
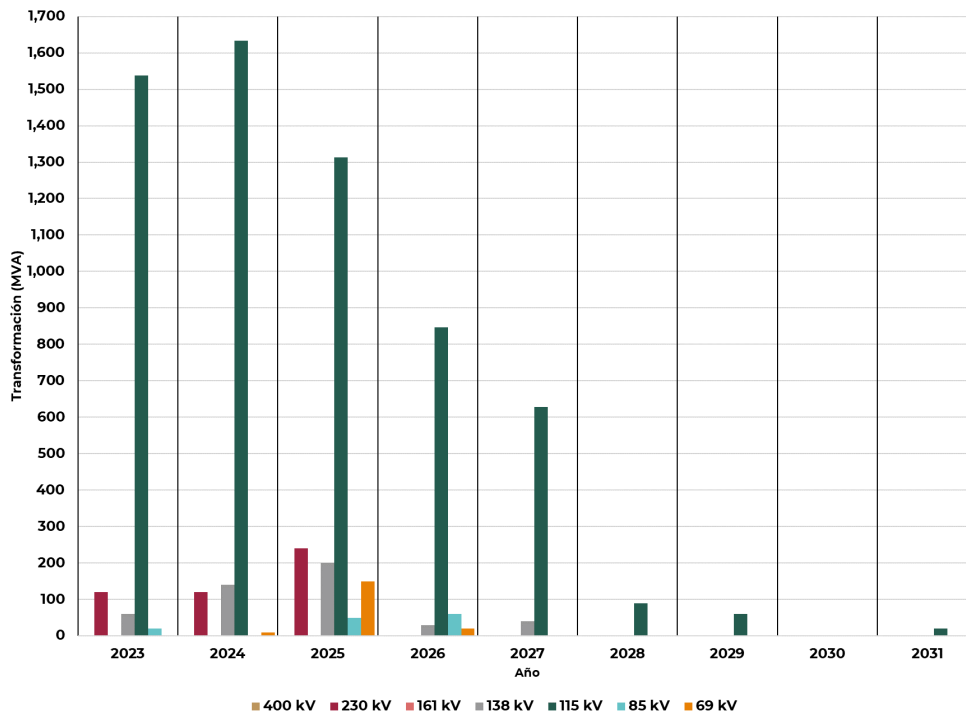


Figura 9.8.4. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión



En los Cuadros 9.8.1 a 9.8.8 se muestran los proyectos por aportaciones que se encuentran en proceso de construcción o

iniciarán su construcción en los próximos años por GCR

Cuadro 9.8.1. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Central

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Valle de México Centro	Contadero Banco 3 (habilitación)	A20-CE3	2023	Ciudad de México		60	
Valle de México Norte	El Carmen Banco 1 (sustitución)	A19-CE1	2023	Hidalgo		20	
Valle de México Norte	Valle San Pedro Banco 1	A18-CE5	2023	Estado de México	2.0	60	9.0
Valle de México Norte	Ciudad Bicentenario Banco 1	A18-CE7	2024	Hidalgo	0.1	30	1.8
Valle de México Sur	Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1	A20-CE2	2024	Estado de México	53.6	60	
Valle de México Sur	Santa Fe Bancos 1, 2 y 3	A18-CE4	2025	Ciudad de México	7.4	180	27.0
Valle de México Norte	El Carmen Banco 2 (sustitución)	A19-CE1	2025	Hidalgo	0.0	20	
Valle de México Norte	Dos Carlos Banco 1 (modernización)	A19-CE5	2025	Hidalgo	0.2	30	1.8
Valle de México Sur	Puerta San Diego Banco 1	PDS20-CE2	2026	Estado de México	0.2	30	6.3
Valle de México Sur	Puerta San Diego Banco 2	PDS20-CE3	2026	Estado de México		30	6.3

Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Oriente	La Margarita Banco 1	PDS19-OR23	2025	Veracruz	0.1	9.4	0.6
Oriente	Tlapacoyan Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR15	2024	Puebla		20	1.2
Oriente	Minas Banco 1 (sustitución)	PDS22-OR1	2024	Puebla	0.0	9.4	0.6
Oriente	Tuxpan II Banco 2 (sustitución)	PDS20-OR5	2023	Veracruz	0.0	20	1.2
Oriente	Rodríguez Clara Banco 1 (sustitución)	A21-OR1	2023	Veracruz	0.0	12.5	
Oriente	Capilla Banco 1	A18-OR8	2023	Veracruz	8.9	9.4	0.6
Oriente	Punta Limón Banco 1 (traslado)	A18-OR19	2023	Veracruz		9.4	
Oriente	Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución)	A18-OR13	2023	Veracruz		20	
Centro Oriente	Atencingo II Banco 2 (sustitución)	A20-OR11	2024	Puebla		20	
Oriente	Potrero II Banco 2	A20-OR16	2023	Veracruz		20	1.2
Sureste	Tehuantepec Banco 3 (sustitución)	A20-OR4	2024	Oaxaca		9.4	
Oriente	Altotonga Banco 1 (sustitución)	A20-OR8	2023	Puebla		20	1.2
Sureste	Api Banco 1	A18-OR43	2024	Tabasco	0.3	20	3.0
Sureste	Api Banco 2	PDS21-OR18	2024	Tabasco	0.3	30	3.0
Centro Oriente	Chignahuapan Banco 2	PDS-OR56	2024	Puebla		12.5	
Sureste	Villahermosa Centro Banco 2	PDS-OR60	2028	Tabasco		30	1.8
Sureste	Macultepec Banco 2	A20-OR5	2024	Tabasco		30	1.8
Sureste	Tapachula Banco 2	A18-OR33	2024	Chiapas		20	1.2
Sureste	Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	A18-OR27	2024	Tabasco		20	
Centro Oriente	Xoxtla-Coronango Banco 1	A18-OR3	2025	Puebla	0.1	30	1.8
Sureste	Cunduacán II Banco 1	D18-OR11	2026	Tabasco		30	1.8
Sureste	Comcalco Banco 2 (sustitución)	A20-OR19	2025	Tabasco		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Centro Oriente	Las Palomas	A21-OR9	2024	Puebla		20	
Sureste	Huixtla II Banco 1	A18-OR30	2031	Chiapas	2.6	20	1.2
Sureste	Pijijapan Banco 1 (sustitución)	A20-OR6	2024	Chiapas		20	1.2
Sureste	Cintalapa Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR1	2025	Chiapas		20	1.2
Sureste	Comalcalco Oriente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR27	2025	Tabasco		30	1.8
Sureste	Astata Banco 1	A20-OR11	2026	Oaxaca	1.0	9.4	0.6
Sureste	Chontalpa Banco 2	PDS-OR24	2027	Tabasco		20	
Sureste	El Mezquite Banco 1	A21-OR4	2026	Oaxaca	1.0	9.4	0.6
Sureste	Juchitán Banco 2	PDS-OR35	2025	Oaxaca		20	1.2
Sureste	Mezcalapa Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR32	2025	Tabasco		20	1.2
Sureste	Schpoina Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR36	2025	Chiapas		12.5	1.2
Centro Oriente	Acuitlapilco	RP6	2023	Tlaxcala	0.1	30	1.8
Centro Oriente	Huamantla II Banco 2	A23-OR1	2023	Tlaxcala		30	1.8

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Aerotech Banco 2	PDS18-OC43	2023	Querétaro		20	1.2
Bajío	Celaya II (Attc) Banco 2	A19-OC11	2024	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Estadio Banco 2	A18-OC55	2024	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guayabitos Banco 1	A18-OC11	2024	Nayarit		20	1.2
Bajío	Industrial San Francisco Banco 2	A18-OC62	2026	Aguascalientes		20	1.2
Bajío	Laguna Seca Banco 1 (Sustitución)	A18-OC73	2026	Zacatecas		20	1.2
Centro Occidente	Lagunillas Banco 1 (Sustitución)	A21-OC1	2024	Michoacán		20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 2	PDS19-OC55	2023	Querétaro		20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 3	PDS18-OC28	2026	Querétaro		30	1.8
Bajío	Salinas Banco 1 (Sustitución)	A18-OC71	2025	San Luis Potosí		12.5	0.9
Bajío	San Francisco del Rincón Banco 2 (Sustitución)	PDS19-OC57	2024	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Tejeda Banco 2	A18-OC54	2024	Querétaro		30	1.8
Bajío	Antea Banco 2	PDS19-OC37	2024	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Autlán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC14	2024	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Bugambillas Banco 2	A18-OC17	2025	Jalisco		40	2.4
Bajío	Campanario Banco 2	PDS19-OC45	2023	Querétaro		30	1.8
Bajío	Lagos Galera Banco 1 (sustitución)	A22-OC10	2028	Jalisco		30	1.8
Bajío	La Palma Banco 1	A22-OC7	2027	Querétaro	2.0	30	1.8
Bajío	La Virgen Banco 2	PDS18-OC41	2027	Guanajuato		20	1.2
Bajío	La Mansión Banco 2	A22-OC9	2025	Querétaro		30	1.8
Bajío	Encarnación de Díaz Banco 1 (sustitución)	PDS20-OC10	2026	Aguascalientes		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Centro Occidente	Comala Banco 1	A18-OC34	2026	Colima	4.6	20	1.2
Bajío	Conín Banco 1	PDS19-OC32	2026	Querétaro		20	1.2
Bajío	El Marqués Oriente Banco 1 (sustitución)	A18-OC59	2027	Querétaro		40	2.4
Bajío	El Marqués Banco 3	A18-OC59	2023	Querétaro		30	1.8
Jalisco	El Monteón Banco 1	A20-OC3	2025	Nayarit	0.4	30	1.8
Bajío	El Tepeyac Banco 1	PDS20-OC6	2023	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guadalajara Industrial Banco 2	A21-OC5	2024	Jalisco		60	3.6
Bajío	Guadalupe Banco 1 (Sustitución)	A18-OC69	2025	Zacatecas		30	1.8
Bajío	Montenegro Banco 1	A18-OC60	2027	Querétaro	2.4	30	1.8
Bajío	Pánfilo Natera Banco 1 (sustitución)	A22-OC12	2027	Zacatecas		12.5	
Bajío	Vegil Banco 1	A22-OC13	2027	Querétaro	7.0	30	1.8
Bajío	Salamanca Poniente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC42	2027	Guanajuato		30	1.8
Bajío	La Griega Banco 3	A21-OC6	2023	Querétaro		20	1.2
Bajío	La Loma Banco 2	A18-OC56	2023	Querétaro		30	1.8
Bajío	Las Colinas Banco 2	A18-OC43	2027	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Las Torres Banco 2	A19-OC20	2024	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Manzanillo Norte Banco 1	A18-OC36	2024	Colima	0.5	20	1.2
Bajío	Parque Piel Banco 2	PDS19-OC65	2029	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	A19-OC26	2027	Querétaro		30	1.8
Bajío	Querétaro Oriente Banco 1 (Sustitución)	PDS19-OC35	2027	Querétaro		30	1.8
Bajío	San Juan Maniobras Banco 2 (Sustitución)	L19-OC3	2027	Querétaro		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Jalisco	Amatitán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC19	2025	Jalisco		20	1.2
Jalisco	El Grullo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC18	2025	Jalisco		20	1.2
Bajío	Hacienda Banco 2	A18-OC50	2027	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Jesús María Banco 1	A18-OC65	2027	Aguascalientes	10.0	30	1.8
Bajío	Los Hernández Banco 1 (Sustitución)	A18-OC68	2025	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	Matamoros Banco 1	A18-OC64	2026	Jalisco	0.8	20	1.2
Jalisco	Centro Logístico Jalisco Banco 2	A22-OC5	2025	Jalisco		Revisión	
Jalisco	Teocuitatlán Banco 1	PDS18-OC21	2024	Jalisco	39.0	30	1.8
Jalisco	El Tuito Banco 1	A23-OC11	2026	Nayarit	32.0	30	1.8
Bajío	Chaparrosa Banco 1	A23-OC2	2023	Zacatecas	0.2	12.5	0.9
Bajío	Laguna Colorada Banco 1	A23-OC3	2023	Zacatecas	1.0	9.4	0.6
Centro Occidente	El Colegio Banco 1	A23-OC4	2024	Michoacán	0.2	30	1.8
Centro Occidente	Ayotlán Norte Banco 1	A23-OC5	2026	Michoacán	5.0	20	1.2
Centro Occidente	Talpa Banco 1 (Sustitución)	A23-OC6	2026	Colima		20	1.2
Bajío	Tres Naciones Banco 2 (Sustitución)	A23-OC7	2025	San Luis Potosí		40	2.4
Bajío	Jaral del Progreso Banco 1 (Sustitución)	A23-OC8	2026	Guanajuato		30	1.8
Bajío	León Poniente Banco 1 (Sustitución)	A23-OC9	2023	Guanajuato		30	1.8
Bajío	San Francisco del Rincón Banco 2 (Sustitución)	A23-OC10	2023	Guanajuato		40	2.4
Bajío	Cerro Gordo Banco 1 (Sustitución)	A23-OC11	2023	Guanajuato		20	1.2
Bajío	El Tecuan Banco 1 (Sustitución)	A23-OC12	2023	Aguascalientes		30	1.8
Bajío	Ags Sur Banco 1 (Sustitución)	A23-OC13	2023	Aguascalientes		30	1.8
Bajío	Comez Portugal Banco 1 (Sustitución)	A23-OC14	2023	Aguascalientes		40	2.4

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Jalisco	San Martín Banco 2	A18-OC23	2025	Jalisco		60	3.6
Bajío	San Miguel de Allende Sur Banco 2	A19-OC9	2026	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Santa Cruz Banco 2	A18-OC51	2026	Guanajuato		12.5	0.9
Jalisco	Jocotepec Banco 1 (sustitución)	A22-OC16	2025	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 3 (Sustitución)	A21-OC9	2024	Jalisco		20	1.2
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 2	L19-OC4	2024	Jalisco		6.25	0.4
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	2025	Colima	10.0	20	1.2
Centro Occidente	Abastos Banco 2	A18-OC91	2026	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Tepalcatepec II Banco 1 (sustitución)	A22-OC17	2024	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Chamela Banco 1 (sustitución)	A22-OC11	2027	Colima		20	1.2
Centro Occidente	Santiago Undameo Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC2	2027	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Aeropuerto Banco 1 (sustitución)	A22-OC14	2024	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	2025	Michoacán	0.2	20	1.2
Jalisco	Chapala Banco 2	A18-OC24	2025	Jalisco		30	1.8
Bajío	Dolores Hidalgo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC49	2026	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Guadalupe Banco 2 (Sustitución)	A19-OC18	2026	Zacatecas		20	1.2
Bajío	Los Sauces Banco 1 (Sustitución)	A19-OC21	2026	Guanajuato		30	1.8
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	2025	Jalisco		30	1.8
Bajío	Santa Fe IV Banco 1	PDS18-OC26	2025	Guanajuato	2.0	30	1.8
Bajío	Monte Miranda Banco 1	PDS19-OC36	2027	Querétaro	4.0	15	0.0
Bajío	Abasolo Banco 2	C37	2027	Guanajuato	15.0	30	1.8

Cuadro 9.8.4. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noroeste

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Noroeste	Antimonio Banco 1 (sustitución)	A21-NO2	2024	Sonora		30	1.8
Noroeste	Carrizo Banco 1 (sustitución)	A19-NO1	2023	Sinaloa		30	
Noroeste	Mochis Las Villas Banco 2	A21-NO3	2023	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Roca Fuerte Banco 1	A18-NO1	2025	Sonora	2.0	30	1.8
Noroeste	Empalme Banco 2 (sustitución)	A21-NO6	2024	Sonora		30	1.8
Noroeste	Juan José Ríos Banco 1 (sustitución)	A21-NO7	2025	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Cocorit Banco 1 (sustitución)	A22-NO8	2025	Sonora		40	2.4
Noroeste	Progreso Banco 1 (sustitución)	A22-NO7	2025	Sonora		30	1.8
Noroeste	Valle del Mayo Banco 1 (sustitución)	A22-NO6	2025	Sonora		30	1.8
Noroeste	Tetabiate Banco 2	A22-NO5	2025	Sonora		30	1.8
Noroeste	Pueblitos Banco 1	A22-NO4	2024	Sonora		40	2.4
Noroeste	Subestación Ocho Banco 1	A22-NO2	2024	Sonora		20	1.2
Noroeste	Subestación Santa Inés Banco 1 (sustitución)	A21-NO9	2024	Sonora		30	1.8

Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Bachíniva Banco 1	A18-NT21	2024	Chihuahua	0.8	30	1.8
Norte	Durango II Banco 1 (Sustitución)	A19-NT8	2024	Durango		30	1.8
Norte	Francisco Zarco Banco 2 (Sustitución)	A19-NT6	2024	Durango		20	1.2
Norte	Guachochi Banco 1 (Sustitución)	A21-NT1	2023	Chihuahua		20	1.2
Norte	Puerto Justo Banco 1 (Sustitución)	A21-NT3	2023	Durango		12.5	0.6
Norte	Arenales Banco 2	PDS18-NT19	2025	Chihuahua		20	1.2
Norte	California Banco 1 (Sustitución)	A18-NT43	2025	Coahuila		30	1.8
Norte	Carichí Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT21	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	Chalchihuites Banco 1 (Sustitución)	A21-NT4	2023	Durango		6.5	otro
Norte	Concordia Banco 2	A18-NT18	2023	Chihuahua		25	1.5
Norte	El Sauz Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NT14	2024	Chihuahua		25	1.5
Norte	Gavilán Banco 2	PDS20-NT8	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	La Unión Banco 1	A19-NT2	2024	Coahuila	2.4	30	1.8
Norte	Mapimí Banco 1	A19-NT7	2024	Durango	23.6	20	1.2
Norte	Menonita Banco 2 (Sustitución)	A18-NT41	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Monteverde Banco 2	A19-NT5	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Rancho Cuernavaca Banco 1	A18-NT12	2025	Chihuahua	9.7	9.4	0.6
Norte	San Buenaventura Banco 3	A20-NT1	2026	Chihuahua		30	1.8
Norte	Juárez Banco 1	A18-NT51	2026	Chihuahua	12.0	40	2.4
Norte	Matamoros Banco 1 (Sustitución)	A20-NT3	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NT12	2027	Chihuahua		30	1.8

...Continuación

Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Norte	Tinajas Banco 1	A18-NT37	2026	Chihuahua	1.0	30	1.8
Norte	Búfalo Banco 1 (Sustitución)	A18-NT39	2026	Chihuahua		20	1.2
Norte	Colina Banco 1	A18-NT5	2026	Chihuahua	0.2	20	1.2
Norte	El Mimbres Banco 1	A18-NT13	2028	Chihuahua	28.0	30	1.8
Norte	El Vergel Banco 1 (Sustitución)	A19-NT1	2023	Durango		30	1.8
Norte	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Rancho San Lucas Banco 1	A21-NT6	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	López Mateos Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT9	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	León Guzmán Banco 1 (sustitución)	PDS20-NT9	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Torreón Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT2	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Oriente XXI Banco 2	A22-NT5	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Álamos Banco 2	A20-NT2	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Batopilas Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT10	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Cerros Blancos Banco 1	A18-NT25	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	El Sabinal Banco 1	A18-NT27	2027	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Oriente Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT3	2026	Coahuila		30	1.8
Norte	Revolución Banco 2	PDS18-NT6	2025	Coahuila		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 1 (Sustitución)	A18-NT3	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Dunas Banco 1 (Sustitución)	A23-NT1	2026	Chihuahua		5.6	

Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Golfo Norte	Casa Blanca Banco 1	A18-NE16	2024	Tamaulipas	2.6	40	2.4
Golfo Centro	Cruces Banco 1 (Sustitución)	A20-NE3	2024	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Centro	Refinería Madero Banco 2	A22-NE7	2023	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Puerto Cinco Norte Banco 1	A20-NE2	2029	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Arco Vial Banco 1	A19-NE9	2023	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Capellanía Banco 2	PDS18-NE2	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Concepción del Oro Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NE44	2023	Zacatecas		20	1.2
Golfo Norte	Cosmópolis Banco 1	E2T	2024	Nuevo León	3.4	40	2.4
Golfo Norte	Cumbres Poniente Banco 2	E0Z	2023	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Díaz Ordaz Banco 1 (Sustitución)	A21-NE1	2023	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Las Lomas Banco 1	A18-NE8	2024	Tamaulipas	0.5	30	1.8
Golfo Norte	Leona Banco 2	A18-NE4	2024	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Miguel Alemán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NE5	2024	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Santander Banco 1	E0X	2024	Tamaulipas	0.4	30	1.8
Golfo Norte	Silla Apodaca Banco 2	PDS19-NE1	2023	Nuevo León		40	2.4
Golfo Centro	Xicoténcatl Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE7	2024	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Lago Banco 2 (Sustitución)	A20-NE9	2025	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Centro	Mante Banco 1 (Sustitución)	A21-NE2	2023	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Mante Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE33	2023	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Minera Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE9	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Oriente Banco 1 (Sustitución)	A20-NE7	2023	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Parque Industrial Acuña Banco 2	PDS18-NE11	2025	Coahuila		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Golfo Norte	Parque Industrial Angostura Banco 1	A18-NE6	2025	Coahuila	1.0	30	1.8
Golfo Norte	Puente Internacional Banco 2	PDS18-NE12	2025	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Unidad Deportiva Banco 1	PDS19-NE6	2025	Tamaulipas	2.6	30	1.8
Golfo Norte	Acuario Banco 1	PDS19-NE23	2027	Tamaulipas	4.0	40	2.4
Golfo Centro	Ébano Banco 1 (Sustitución)	A20-NE6	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Centro	Huejutla II Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE20	2025	Hidalgo		30	1.8
Golfo Norte	Monclova Banco 8 (sustitución)	PDS20-NE13	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Montemorelos Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE3	2025	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Villa de Santiago Banco 2 (sustitución)	A22-NE6	2025	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	La Esfera Banco 1	A18-NE5	2025	Coahuila	3.6	40	2.4
Golfo Norte	Las Américas Banco 2	PDS18-NE32	2025	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Finsa Banco 2	PDS18-NE33	2027	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Ricsa Banco 2	A22-NE2	2025	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Santa Elena Banco 1	A19-NE10	2024	Nuevo León	0.2	40	2.4
Golfo Norte	Server Banco 1	A22-NE1	2025	Coahuila	6.6	30	1.8
Golfo Centro	Ingenio San Miguel Banco 2	A22-NE5	2024	San Luis Potosí		20	1.2
Golfo Centro	Rosita Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE17	2025	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Norte	Aurora Banco 1	PDS20-NE23	2026	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Del Bosque Banco 1	PDS18-NE23	2025	Tamaulipas	1.5	40	2.4
Golfo Norte	San Francisco Banco 1	PDS20-NE15	2026	Nuevo León	0.8	40	2.4
Golfo Norte	Periférico Banco 1	A18-NE2	2025	Nuevo León	6.0	30	1.8

Cuadro 9.8.7. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Peninsular

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Peninsular	Norte Banco 2 (sustitución)	A20-PE1	2023	Yucatán		40	2.4
Peninsular	Xcunyá Banco 1	A20-PE2	2023	Yucatán	1.0	30	1.8
Peninsular	Playa Mujeres Banco 2	A20-PE4	2023	Quintana Roo		20	1.2
Peninsular	Puerto Progreso Banco 2	A20-PE11	2024	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Dzityá Banco 1	A20-PE13	2024	Yucatán	3.8	30	1.8
Peninsular	Itzimná Banco 2	A20-PE14	2024	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Héroes Banco 1	A20-PE15	2023	Yucatán	0.6	30	1.8
Peninsular	Nizuc Banco 5	A20-PE17	2025	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Santo Domingo Banco 1 (sustitución)	MD21-PE2	2024	Yucatán		20	1.2
Peninsular	Kabah Banco 1 (sustitución)	A21-PE1	2023	Quintana Roo		30	
Peninsular	Izamal Banco 2	A21-PE2	2023	Yucatán		20	1.2
Peninsular	Yaxkin Banco 1	A22-PE2	2024	Quintana Roo	2.0	30	1.8
Peninsular	Kay Banco 1	A21-PE4	2023	Quintana Roo	2.8	30	1.8
Peninsular	Malecón Cancún Banco 1	A21-PE5	2024	Quintana Roo	0.5	30	1.8
Peninsular	Kekén Banco 2	A21-PE6	2024	Quintana Roo		40	2.4
Peninsular	Pescadores Banco 1 / 2	A21-PE3	2025	Quintana Roo	15.0	30	1.8
Peninsular	Ucú Banco 2	A22-PE3	2027	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Bicentenario Banco 1	A22-PE4	2025	Yucatán	5.6	40	2.4
Peninsular	Api Seyba Playa Banco 1	A22-PE6	2025	Campeche	5.0	20	1.2
Peninsular	Akbal Banco 1	PDS21-PE6	2023	Quintana Roo	18.0	30	2.4
Peninsular	Akumal Banco 2	A19-PE1	2023	Quintana Roo	0.0	30	1.8
Peninsular	Concordia Banco 2	PDS18-PE32	2025	Quintana Roo	0.0	20	1.2

... Continuación

Cuadro 9.8.7. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Peninsular

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Peninsular	Héroes Banco 2	PDS20-PE7	2026	Yucatán	0.0	30	1.8
Peninsular	Hunab ku Banco 2		2023	Quintana Roo	0.0	30	1.8
Peninsular	Insurgentes Banco 2	PDS21-PE11	2025	Quintana Roo	0.0	30	1.8
Peninsular	Kanasin Potencia Banco 1		2023	Yucatán	0.0	30	1.8
Peninsular	Kay Banco 1	A21-PE4	2024	Quintana Roo	1.5	30	1.8
Peninsular	Kopte Banco 1	PDS19-PE2	2025	Yucatán	0.0	30	1.8
Peninsular	Lausana Banco 1		2024	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Mérida Oriente Banco 2		2023	Yucatán	0.0	40	2.4
Peninsular	Metropolitana Banco 2	PDS20-PE11	2026	Yucatán	0.0	30	1.8
Peninsular	Sur Banco 2	A20-PE10	2023	Yucatán	0.0	40	2.4
Peninsular	Tulum Banco 2	A20-PE18	2023	Quintana Roo	0.0	30	1.8
Peninsular	Ucu Banco 1		2023	Yucatán	0.0	30	1.8
Peninsular	Yodzonot Banco 1		2027	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Zama Banco 1	PDS21-PE4	2024	Quintana Roo	14.0	30	2.4

Cuadro 9.8.8. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Baja California

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Baja California	Santiago Banco 3	A21-BS1	2023	Baja California Sur		20	1.2
Baja California	Rio Banco 2	A22-BC3	2025	Baja California	0.0	30	1.8

Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2023 - 2037 (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 MEM⁶⁷.

En conjunto, se tiene considerada una adición de 7,141 km-c de Líneas de Transmisión en la RNT. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Chihuahua, Sinaloa, Estado de México, y Coahuila. En la Figura 9.9.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.2. se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión del 2023 a 2030 y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 3,060.1 km-c, en 230 kV 1,412.3 km-c y de 161 a 69 kV 2,777.9 km-c. Por año, en 2025 será el año con mayores adiciones con 2,791.3 km-c en la RNT, seguido de 2024 con 1,073 km-c. Todo lo anterior sin considerar los

proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

En cuanto a la transformación, se adicionarán 34,486 MVA de capacidad en las RNT y las RGD del MEM.

Para la RNT, las mayores adiciones se presentarán en los estados de Chihuahua, Nuevo León, Jalisco y Baja California. En la Figura 9.9.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para la RGD del MEM, se tendrán las mayores adiciones en los estados de Sinaloa, Ciudad de México, Baja California y Sonora. En la Figura 9.9.4 se muestra el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.5 se presentan las adiciones de Bancos de Transformación del 2023 a 2030 y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 8,058 MVA, seguido de 2024, con 7,157 MVA.

La mayor contribución provendrá de los bancos que tienen relaciones de transformación de 230 kV hacia niveles inferiores, con un total de 11,063.2 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 115 y 400 kV con 10,377.7 y 10,125 MVA respectivamente. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

⁶⁷ Los valores de km-c, MVA o MVA_r pueden variar una vez terminadas las Actividades Previas, Ingeniería de detalle, entre otros, con base a la información de campo de CFE Transmisión y CFE Distribución 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.

Finalmente, para la compensación de potencia reactiva se adicionarán 13,352.3 MVar al 2031, sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

La principal contribución provendrá de los estados de Oaxaca, Chihuahua, Sinaloa y Quintana Roo. En la Figura 9.9.6 se presenta el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.7 se presenta las adiciones de compensación de potencia reactiva 2023 a 2030 y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 4,974.8 MVar, seguido de 2030 y 2028, los cuales incrementarán 2,877.5 MVar y 1,205.7 MVar, respectivamente. Por nivel de tensión, en 400 kV se adicionarán 6,408.7 MVar, en 230 1,808 MVar y en 115 kV 3,634.5 MVar. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

Figura 9.9.1 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión totales por Entidad Federativa

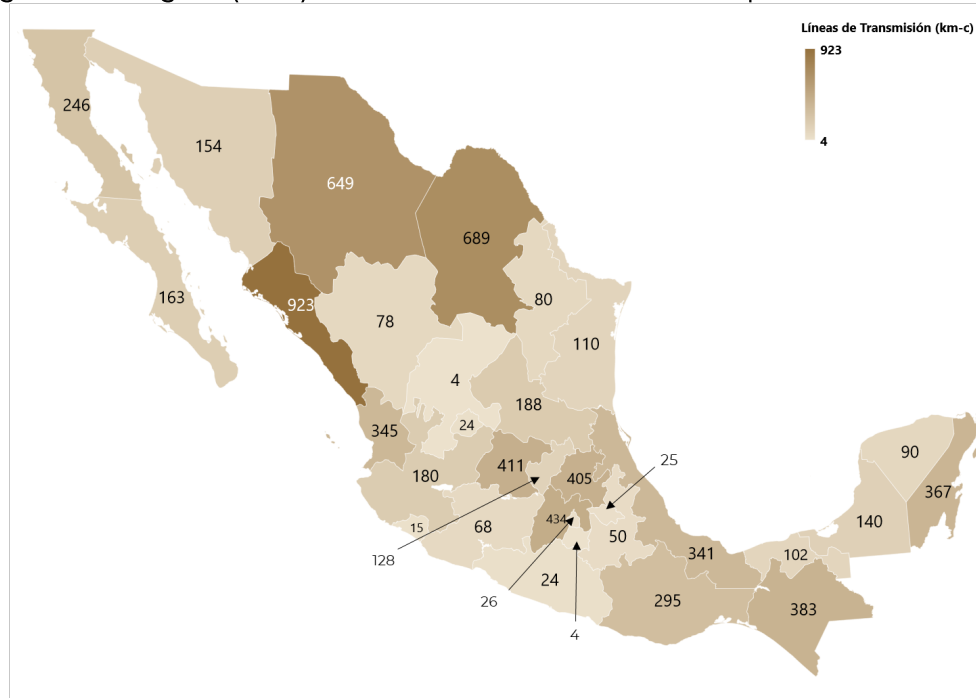


Figura 9.9.2 Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

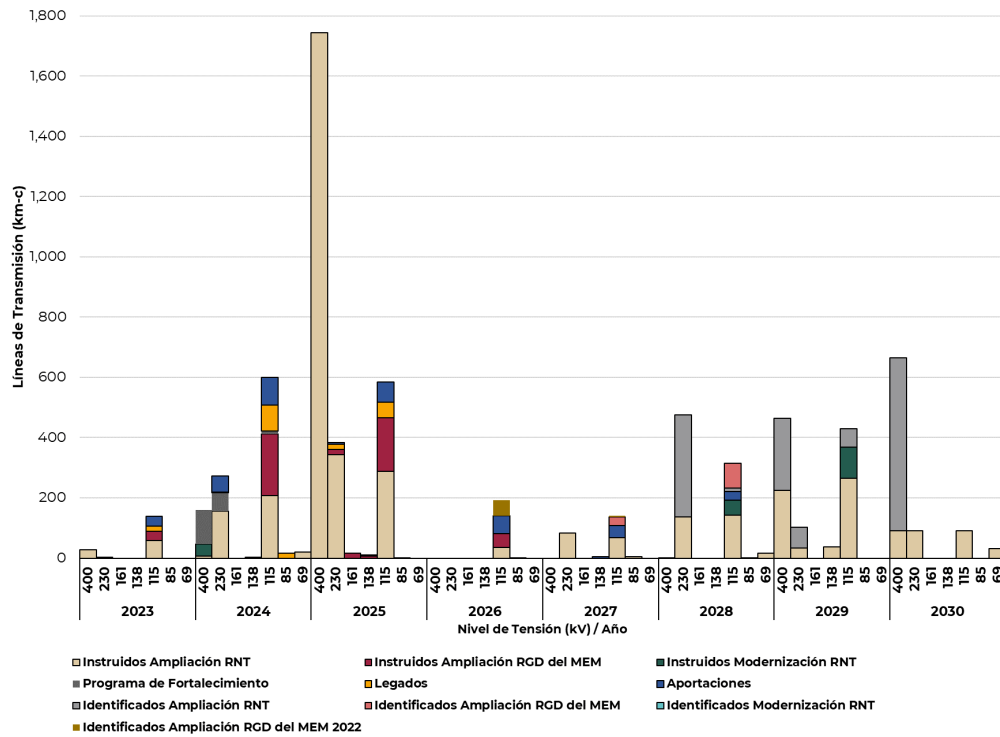


Figura 9.9.3 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de la RNT totales por Entidad Federativa



Figura 9.9.4 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM totales por Entidad Federativa

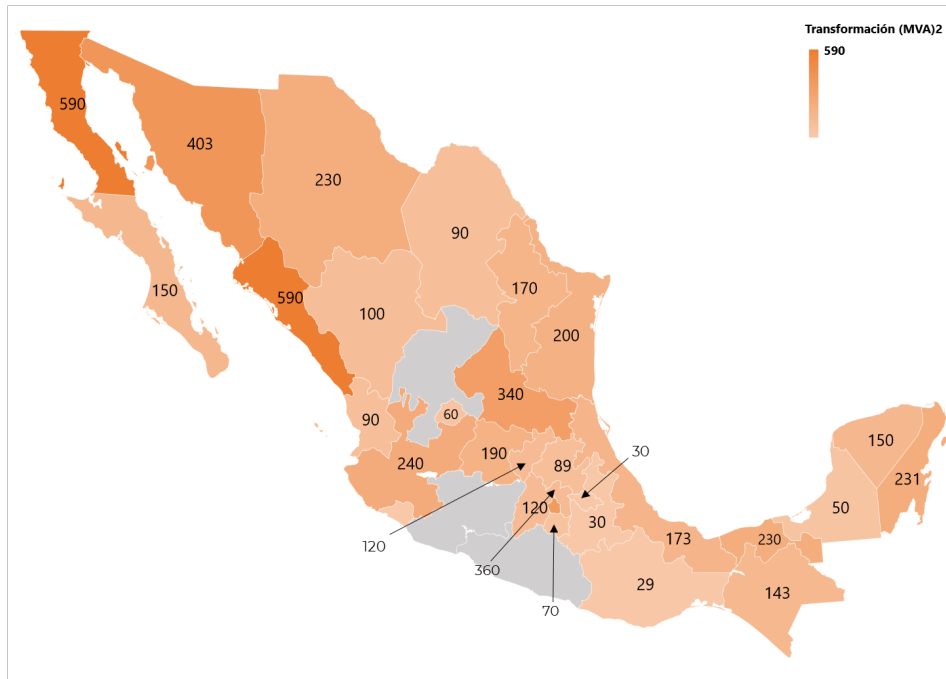


Figura 9.9.5 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

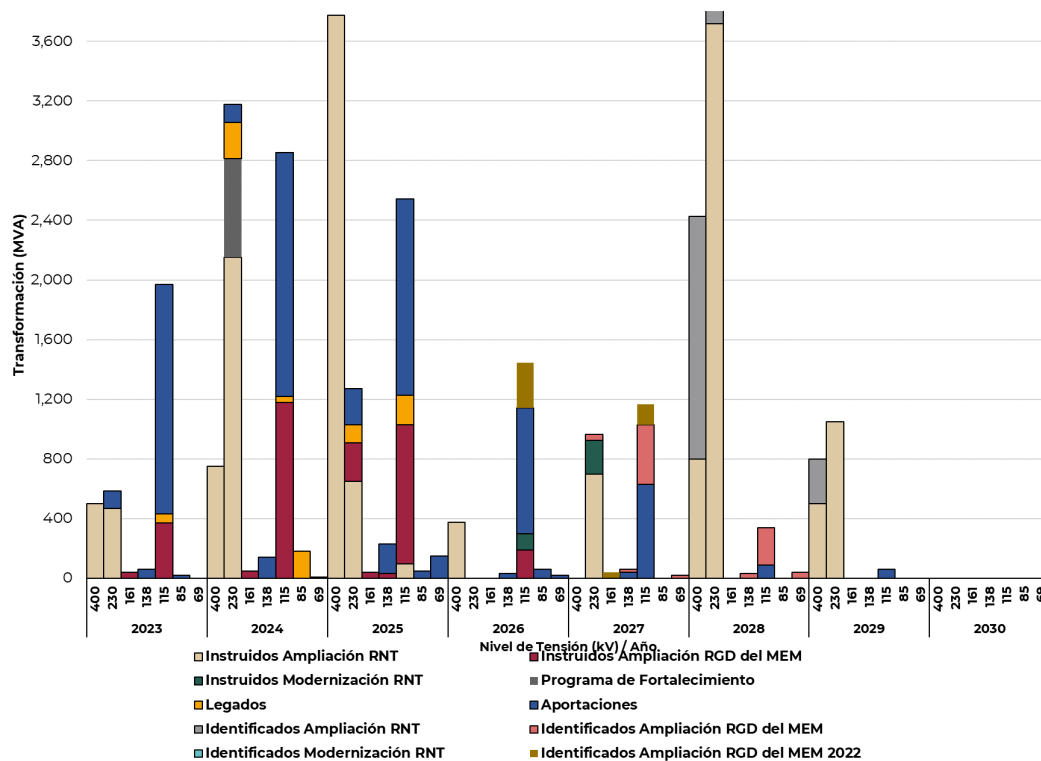


Figura 9.9.6 Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) instruida por SENER por Entidad Federativa

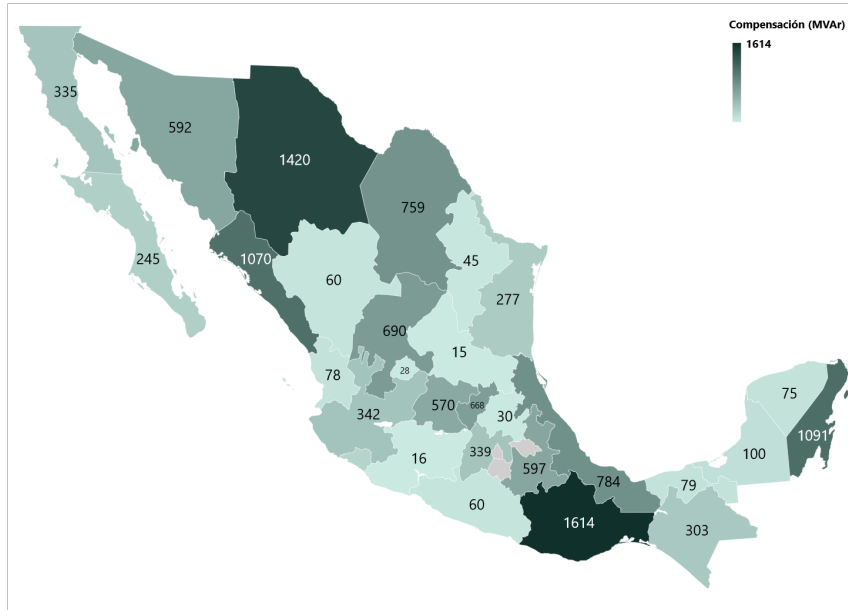
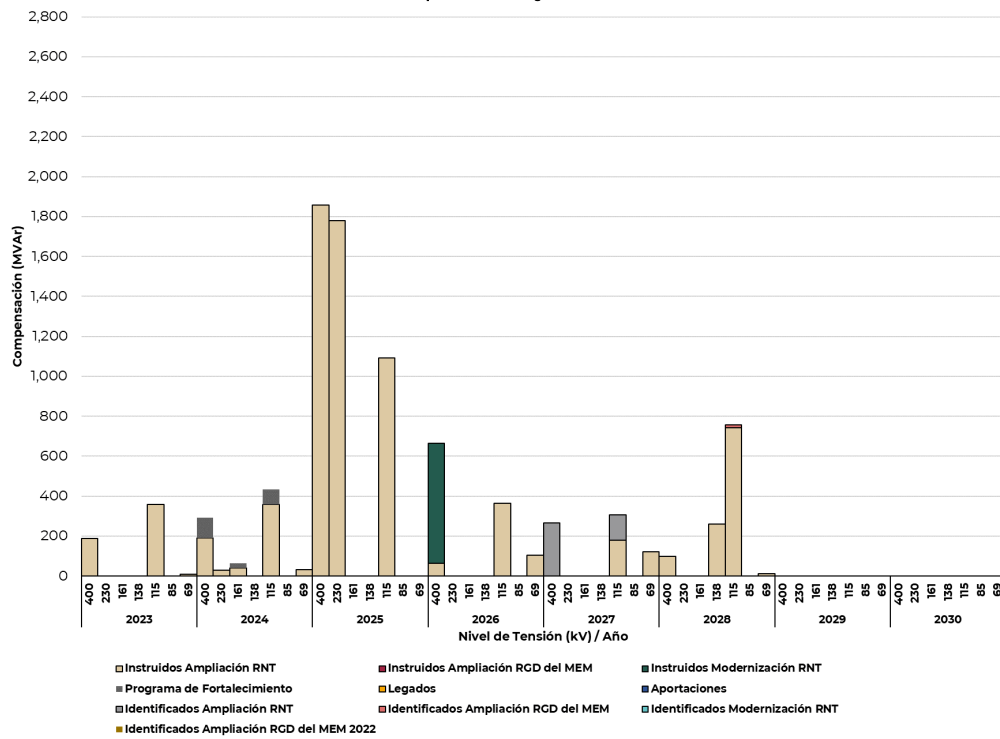


Figura 9.9.7 Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva instruida por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Proyectos instruidos con cambios de alcance

En esta sección se presentarán aquellos proyectos que han modificado su alcance constructivo en metas físicas de instrucción por parte de la SENER en 2022.

Estos cambios pueden ser motivados por razones constructivas como puede ser factibilidad física, cambios en trayectorias de Líneas de Transmisión, cambios por ubicación de nuevas Subestaciones Eléctricas, altos costos asociados a la Alternativa principal, problemáticas sociales para la construcción entre otras.

Asimismo, también estos cambios pueden surgir por temas de insumos en la planeación, como pueden ser la modificación en el pronóstico de la demanda, cancelación de proyectos programados, cambios en la política energética para Centrales Eléctricas entre otros.

Por lo anterior, se enuncian proyectos que han sufrido cambios en sus metas físicas (alcance) que han sido acordadas con CFE Transmisión y en consecuencia se modifican en los diversos casos de negocio.

Adicionalmente, estos cambios que impactan en los costos de inversión han

sido considerados para la revaluación económica de cada proyecto, resultando con indicadores favorables para su justificación.

A continuación, se mostrará el detalle de cada uno de estos proyectos, que se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER.

Cambio de alcance para el proyecto P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)

Año de instrucción:
2018

Estatus:

Con base al informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT emitido por CFE Transmisión hacia el CENACE, se indica que el recurso de inversión para este proyecto fue autorizado en el PEF 2021 con un financiamiento del esquema PIDIREGAS.

Actualmente, tiene un avance constructivo del 0 %, y se espera su etapa de contratación.

En Cuadros 9.10.1 y 9.10.2 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas.

Cuadro 9.10.1. Metas Físicas Originales P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
249.8	500	0	26	<p>Los 249.75 km-c corresponden a línea nueva.</p> <p>El Transformador incluye una fase de reserva.</p> <p>Modernización de Subestación Eléctrica existente en 230 y 115 kV por una nueva aislada y encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF6)</p> <p>Sustitución de equipos primarios (Transformadores de corriente e interruptores) en las SE de 115 kV, Tejar, Veracruz II, Paso del Toro y Framboyanes.</p>

Cuadro 9.10.2. Metas Físicas Actualizadas P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
276.2	500	0	11	<p>Los 276.2 km-c corresponden a línea nueva.</p> <p>El Transformador incluye una fase de reserva.</p> <p>Instalación de banco de transformación en predio de SE existente (Manlio Fabio Altamirano)</p> <p>Sustitución de equipos primarios (interruptores) en la SE Framboyanes. de 115 kV</p>

Justificación

En segundo semestre de 2022 se ha realizado la revisión del Proyecto instruido P18-OR1 "Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1).

Esta revisión es derivada de diversas situaciones como son: cambios en PIIRCE para proyectos de generación local en Veracruz, el estado que guarda el proyecto instruido que no ha comenzado su proceso constructivo, resultados de actividades previas realizadas por CFE Transmisión donde se evalúa la factibilidad constructiva, costos de materiales, para la actualización del análisis Costo Beneficio y posibles problemáticas sociales que podrían retrasar el proyecto y por último la consulta que ha realizado CFE Transmisión a SENER para confirmar metas del proyecto.

Por lo anterior, CENACE ha realizado análisis técnicos y como resultado se ha modificado el proyecto instruido en sus metas físicas, ubicado la transformación en otra Subestación Eléctrica.

La actualización del proyecto P18-OR1 reduce el monto de inversión esperado. Este cambio de metas físicas del proyecto P18-OR1, diferirá la modernización en la SE Dos Bocas contemplada en el alcance de obras previo, y este requerimiento dependerá de los esquemas que se definan a futuro en el programa indicativo de proyectos de generación eléctrica en la zona Veracruz.

Cambio de alcance para el proyecto P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1

Año de instrucción:
2016 y 2017

Estatus:
En proceso la conclusión de la Etapa 1 de Actividades Previas.

Actualmente se mantiene en proceso para iniciar actividades previas una vez asignados los recursos, por lo cual el avance constructivo es de 0 %.

En Cuadros 9.10.3 y 9.10.4 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas.

Cuadro 9.10.3. Metas Físicas Originales P16-PE2

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
38.4	300	0	12	Los 38.4 km-c corresponden a línea nueva. El Transformador incluye 1 fase de reserva.

Cuadro 9.10.4. Metas Físicas Actualizadas P16-PE2

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
18.2	300	0	2	1 km-c del total se estima su requerimiento con cable de potencia subterráneo con ampacidad similar al circuito aéreo (1113 kcmil tipo ACSR) en condiciones del sitio de verano. Recalibración de barras de 115 kV en SE Nachi-Cocom El Transformador incluye 1 fase de reserva.

Justificación

El Crecimiento de la Ciudad de Mérida ha propiciado un incremento sustantivo en el valor de predios al norte de la Ciudad, al generar mayor plusvalía, esto impacta en la inversión necesaria para adquisición de predios y derechos de vía en Líneas de Transmisión, derivando en altos costos que genera una problemática para el proceso de construcción del proyecto instruido P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1.

Lo anterior ha sido reportado por CFE Transmisión en el proceso de actividades previas, donde se ha evaluado la factibilidad de construcción y requerimiento de cables de potencia subterráneos, lo cual afecta la rentabilidad del proyecto.

Por lo cual, CENACE ha realizado los análisis técnicos para generar una Alternativa que garantice el cumplimiento del objetivo del proyecto y su rentabilidad económica.

Se ha determinado que el Proyecto P16-PE2 "Chichí Suárez Banco 1" que contempla una nueva Subestación Eléctrica, deberá emplazarse en el predio de la actual Central Térmica Nachi-Cocom, que tiene espacio disponible de acuerdo con información de CFE Transmisión.

El cambio de las metas físicas requiere de un monto menor de inversión y resuelve la problemática al igual que el proyecto original, y por consiguiente se cumple en mayor medida con la rentabilidad del proyecto instruido.

Cambio de alcance para los proyectos P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado), P17-OC5 Valle del Mezquital Banco 1 (traslado) y P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (Traslado) Año de instrucción:

Derivado de acciones para solucionar problemáticas operativas y administrativas por parte de CFE Transmisión, los siguientes proyectos presentan cambios de alcance de metas, que requieren del conocimiento de la SENER y la CRE.

En reuniones de la GCR Occidental y la Gerencia Regional de Transmisión Occidental, se comentó que con estudios de desbalance comparativo de las fases del autotransformador a trasladar de la SE Potrerillos a la nueva SE Valle del Mezquital y de la SE Querétaro a Irapuato Dos, es más conveniente que se instale el autotransformador de la SE Potrerillos en la SE Irapuato Dos, aunado que los activos físicos quedarían en su respectiva Gerencia Regional de Transmisión. Se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER.

Con el traslado del ATI 230/115 kV 100 MVA de la SE Salamanca Dos a la SE Chihuahua Norte que su instalación del autotransformador provisional no interfiere en el proceso constructivo y de puesta en servicio del proyecto instruido P15-NTI.

Derivado de las impedancias el ATI 230/115 kV 100 MVA de la SE Querétaro su traslado es más conveniente técnicamente a la SE San Luis Potosí en lugar del ATI 230/115 kV 100 MVA de la SE Salamanca Dos. Se encuentran en evaluación y autorización por parte de la SENER.

Para la nueva SE Valle del Mezquital, dado que se trasladó un banco de capacitores a la SE Boquilla, que CFE Transmisión solicite a la SENER el cambio de metas físicas por este traslado y por la instalación del ATI 230/115 kV 100 MVA de la SE Salamanca Dos una vez liberado en la SE Chihuahua Norte cuando se termine el proyecto instruido P15-NTI. Lo anterior es dada la importancia del Centro de Carga del Acueducto de la ciudad de Querétaro y el derrateo debido a la ubicación física del AT01 de Zimapán.

- P16-OC3, 2018
- P17-OC5, 2018
- P18-OC1, 2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de la CFE-Transportista, durante el ejercicio del PAM 2023-2037 se cuenta con la siguiente información referente a los proyectos, Cuadro 9.10.5:

Cuadro 9.10.5. Estado que guardan los proyectos instruidos con cambio de metas físicas de transformación

PEM	Proyecto	Esquema de Financiamiento \1	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	Recursos Propios	Se continua con proceso la revisión y validación de la ejecución del proyecto.
P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	Sin asignación	Pendiente de asignación de recursos y cuenta con todas las autorizaciones de CFET y CFE. En proceso la priorización del proyecto en conjunto con CENACE y CFE/DCPE en función del fondeo y la importancia operativa en la RNT.
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	Recursos Propios	se continua con la etapa de contratación y en ejecución. Se continua con la ingeniería de detalle.

\1 Información en base al Informe pormenorizado de avances den las obras de Ampliación y Modernización de la RNT del 31 de marzo de 2023 de CFE Transmisión.

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas CFE Transmisión particularmente en el ámbito de la GCR Occidental, algunos proyectos que incluyen bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA han sufrido cambios en sus metas físicas que si bien no implican cambios significativos en

su evaluación técnica y económica pudieran generar dudas para llevar a cabo su ejecución.

En el Cuadro 9.10.6 se muestran solo las metas físicas que tienen cambios referentes a los bancos de transformación en el ámbito de la GCROC.

Cuadro 9.10.6. Cambios en las metas físicas de los proyectos que incluyen bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA.

PEM	Proyecto	Metas Físicas Originales \1	Metas Físicas Actualizadas \1
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	Irapuato II Banco 3 (traslado) proveniente de la SE Querétaro I.	Irapuato II Banco 3 (traslado) proveniente de la SE Potrerillos
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	San Luis Potosí Banco 3 (traslado) proveniente de la SE Salamanca II. (El AT-01 230/115 kV de 100 MVA se trasladó a la SE Chihuahua Norte para solventar problemáticas derivadas de la ejecución del proyecto P15-NT1).	San Luis Potosí Banco 3 (traslado) proveniente de la SE Querétaro I. Los 2 autotransformadores actuales y el nuevo autotransformador podrán operar en paralelo por lo que no requiere la partición de las barras de 115 kV, es necesario considerar la recalibración de la barra de 115 kV de la SE San Luis Potosí para soportar al menos los 300 MVA de la capacidad instalada final.
P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	Valle del Mezquital Banco 1 (traslado) proveniente de la SE Potrerillos	Valle del Mezquital Banco 1 (traslado) proveniente de la SE Chihuahua Norte. (El AT-01 230/115 kV de 100 MVA regresa de la SE Chihuahua Norte a la SE Valle del Mezquital una vez que se complete el alcance del proyecto P15-NT1).

\1 Se muestran únicamente los cambios en metas físicas del proyecto original y las metas físicas con el proyecto actualizado.

En las Figuras 9.10.1 y 9.10.2 se muestran geográficamente las ubicaciones de los proyectos que sufren cambios de metas físicas, las metas físicas originales versus metas físicas actualizadas, respectivamente.

Figura 9.11.1. Diagrama geográfico de la ubicación de proyectos instruidos que incluyen bancos de transformación con traslado (metas físicas originales)

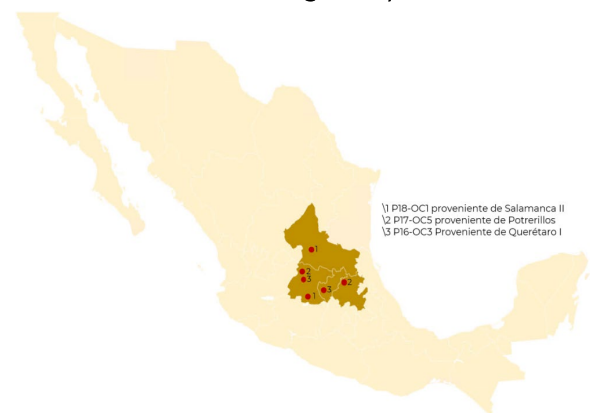
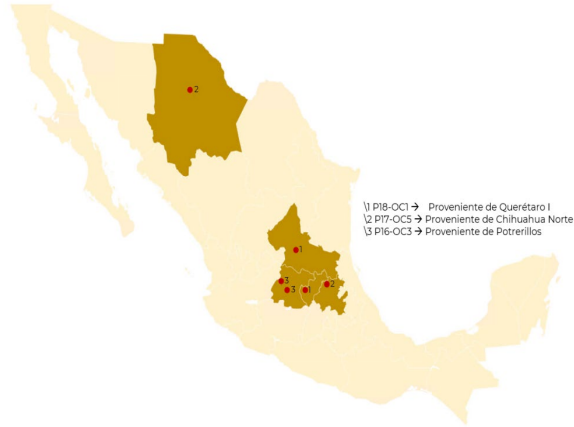


Figura 9.11.2. Diagrama geográfico de la ubicación de proyectos instruidos que incluyen bancos de transformación con traslado (metas físicas actualizadas)



Cambio de alcance para el proyecto P22-NT2 Soporte de tensión en la zona Chihuahua

Año de instrucción:

2022

Estatus:

En etapa para su inclusión al Mecanismo de Planeación.

En Cuadros 9.10.7 y 9.10.8 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.7. Metas Físicas Originales P22-NT2

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
0	0	215	0	El proyecto contempla 9 bancos de Capacitores, y un traslado a la SE El Sauz proveniente de la SE Chihuahua Norte.

Cuadro 9.10.8. Metas Físicas Actualizadas P22-NT2

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
0	0	205	0	El proyecto contempla 9 bancos de Capacitores, el traslado ya no es considerado. Además, se contempla el equipo para la instalación de los bancos de capacitores.

Justificación

Debido a la necesidad de la zona y derivado de estrategias operativas, el traslado del banco de capacitores de la SE Chihuahua Norte a la SE el Sauz ya fue realizado y ya no es contemplado en el alcance de este proyecto, además se adicionó al costo el interruptor, cuchillas, transformadores de corriente, apartarrayos, el equipo de protección, control y medición, así como el equipo de control supervisorio.

El incremento de estas metas físicas requiere de un monto mayor de inversión,

sin embargo, la rentabilidad del proyecto logra cubrir este nuevo costo de la obra y sigue siendo rentable en sus indicadores económicos.

Cambio de alcance para el proyecto P22-NT3 Soporte de tensión en la zona Camargo

Estatus:

En etapa para su inclusión al Mecanismo de Planeación.

Año de instrucción:

En Cuadros 9.10.9 y 9.10.10 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

2022

Cuadro 9.10.9. Metas Físicas Originales P22-NT3

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
0	0	80	0	El proyecto contempla 6 bancos de Capacitores en las SE Jiménez, Puerto Justo, Abraham González, Santa María del Oro, Río Florido y Bolívar, para sumar un total de 80 MVAr en la zona Camargo

Cuadro 9.10.10. Metas Físicas Actualizadas P22-NT3

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
0	0	70	0	El proyecto contempla 5 bancos de Capacitores para sumar un total de 70 MVAr en la zona Camargo, retirándose del proyecto el banco de capacitores de la SE Bolívar

Justificación

capacitores sin considerar el banco de 10 MVAr en la SE Bolívar.

Debido a la Demanda que se presentó al cierre de 2022 y analizando la tendencia en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica, se ajustan los casos de estudio de este proyecto determinándose que la carga esperada puede ser atendida sin afectar la Confiabilidad y Calidad establecidas, reduciendo el proyecto a 5 bancos de

La reducción de las metas físicas del proyecto impacta de una manera positiva en las evaluaciones económicas incrementando los beneficios del proyecto, ya que los costos se reducen.

10

Modernización de la RNT y las RGD del MEM

10. Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor 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/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, respetando la estricta separación legal, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de las propuestas para incorporarlas al Programa.

Para elaborar dichas propuestas se toma en cuenta la definición de Modernización que se establece como “toda sustitución de equipo o elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno”. Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

- a. Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o

región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.

- b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos que la remanencia de vida útil.
- c. Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.
- d. Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.
- e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.
- f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER a diciembre de 2022

Como lo define la LIE, 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 CFE Transmisión a CENACE en cada PAMRNT; las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos modernización del Sistema Eléctrico Nacional 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 y el PND 2019-2024.

De 2017 a diciembre de 2022, la SENER ha instruido 42 proyectos de Modernización de la RNT, todos los proyectos fueron asignados a CFE Transmisión para su realización.

En el Cuadro 10.2.1 se presenta un resumen de los proyectos instruidos de Modernización de la RNT por la SENER de 2017 a diciembre de 2022, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo VIII.

Adicionalmente, se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión el 15 de noviembre de 2022 con oficio de la Dirección General de CFE Transmisión, que incluye anexo el documento "Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT".

Adicionalmente, CENACE actualizó la base de datos de planeación ubicando los proyectos en las fechas estimadas por CFE Transmisión.

Cuadro 10.2.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	57.3	2017	En ejecución o construcción
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	jun-26	0	2018	Autorización plurianual 2022-2024
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-ORI	abr-19	dic-24	38.9	2018	En ejecución o construcción
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-27	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PEI	ene-19	jun-24	1.1	2018	En proceso de conclusión de etapa 1 Actividades Previas y elaboración de documentación para autorización
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NOI	abr-19	may-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 10.2.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-26	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-30	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
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	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAR): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-26	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	abr-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
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	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-27	0	2021 (febrero)	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-30	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-2	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	ago-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-33	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
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	abr-30	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 10.2.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-29	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	ago-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	oct-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-27	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	ago-27	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-26	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) - San Rafael Ampliación - Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-29	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil -73730 - San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil -73730 - San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bâcum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vîcam	M21-NO2	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

... Continuación

Cuadro 10.2.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-ORI	dic-19	dic-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-ORI	dic-18	may-26	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-29	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-28	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	Por definir	0	2022	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE

En la Figura 10.2.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT instruidos por SENER.

Cabe 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.

También, es importante recalcar que los proyectos de modernización de la RNT involucran la recalibración de 40 km-c de Líneas de Transmisión en 400 kV y de 96.6 km-c en 115 kV en los estados de Veracruz, Puebla, Durango y Chihuahua, se adicionan

43.5 km-circuito asociados a los proyectos de modernización que eliminan derivaciones de Líneas de Transmisión o tramos para conectar Subestaciones Eléctricas, particularmente en los estados de Sinaloa, Hidalgo y Sonora.

Adicionalmente, se reemplazarán 1,661.6 MVA de transformación de la RNT, al haber cumplido su vida útil, en los estados de Baja California, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz. Esto permitirá mantener la Confiabilidad en el suministro eléctrico en las zonas de influencia de dichos bancos de transformación.

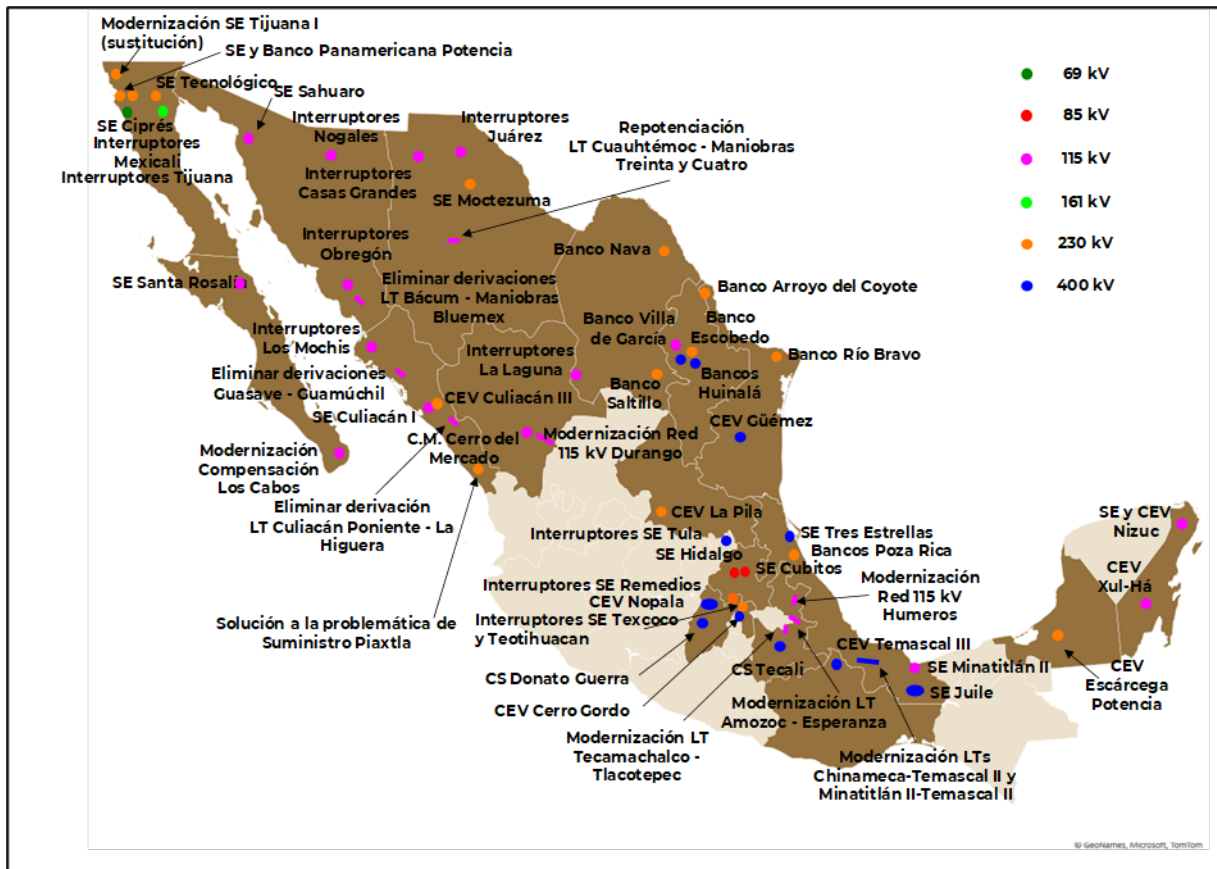
En cuanto a compensación de potencia reactiva, se reemplazará el CEV en la SE Temascal III al haber cumplido su vida útil, con una capacidad de ± 300 MVar y se modernizarán equipos de protección y control, sistema de enfriamiento y válvulas de tiristores en siete CEV adicionales. De igual forma se modernizarán los equipos de protección y control de la compensación serie instalada en las SE Donato Guerra y

Temascal III. Se modernizará el Controlador y equipos asociados, Protecciones, válvulas de Tiristores y Sistema de Enfriamiento del CEV de la SE Nopala y finalmente, se sustituirán 67.5 MVar de compensación capacitiva en la zona Los Cabos ya que los equipos instalados se han degradado en su aporte de potencia reactiva.

Dichos proyectos de modernización permitirán aumentar la Confiabilidad de la RNT y permitirán mantener las capacidades de transmisión existentes en los enlaces de transmisión involucrados.

Finalmente, se tienen diferentes proyectos de modernización de Subestaciones Eléctricas, ya sea la modificación del arreglo de barras o de la sustitución de equipo que sobrepasa su capacidad nominal en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Durango, Coahuila, Veracruz y Quintana Roo. Estas obras permitirán aumentar la Confiabilidad del suministro eléctrico y brindarán una mayor seguridad al personal y al equipo instalado en dichas Subestaciones Eléctricas.

Figura 10.2.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER



Proyectos Identificados de Modernización de la RNT

Proyectos propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT

En reuniones de trabajo entre las GCR del CENACE y las GRT de CFE Transmisión se revisaron las propuestas de modernización de equipo eléctrico a cargo de la empresa productiva del Estado.

Como resultado de la interacción CENACE – CFE Transmisión, 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 10.3.1 se muestran los proyectos de modernización identificados por CFE Transmisión y acordados con CENACE. Adicionalmente en el Cuadro 10.3.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2023 – 2037 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT.

Cuadro 10.3.1. Proyectos identificados de modernización de la RNT del PAMRNT 2023-2037

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	Central	jul-26	b	El proyecto consiste en la modernización al Controlador y equipos asociados, Protecciones, Válvulas de Tiristores y Sistema de Enfriamiento del CEV de la SE Pie de la Cuesta que tiene una capacidad de +150/-50 MVar y una tensión de conexión en 230 kV
Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-OR1	Oriental	dic-24	b	El proyecto consiste en la modernización de los cables subterráneos y boquillas de transición de las LT Playa Norte - 73730 - Pages, Mocambo - 73760 - Sacrificios y Sacrificios - 73780 - Veracruz Uno
Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NO1	Sonora	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Puerto Peñasco

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.

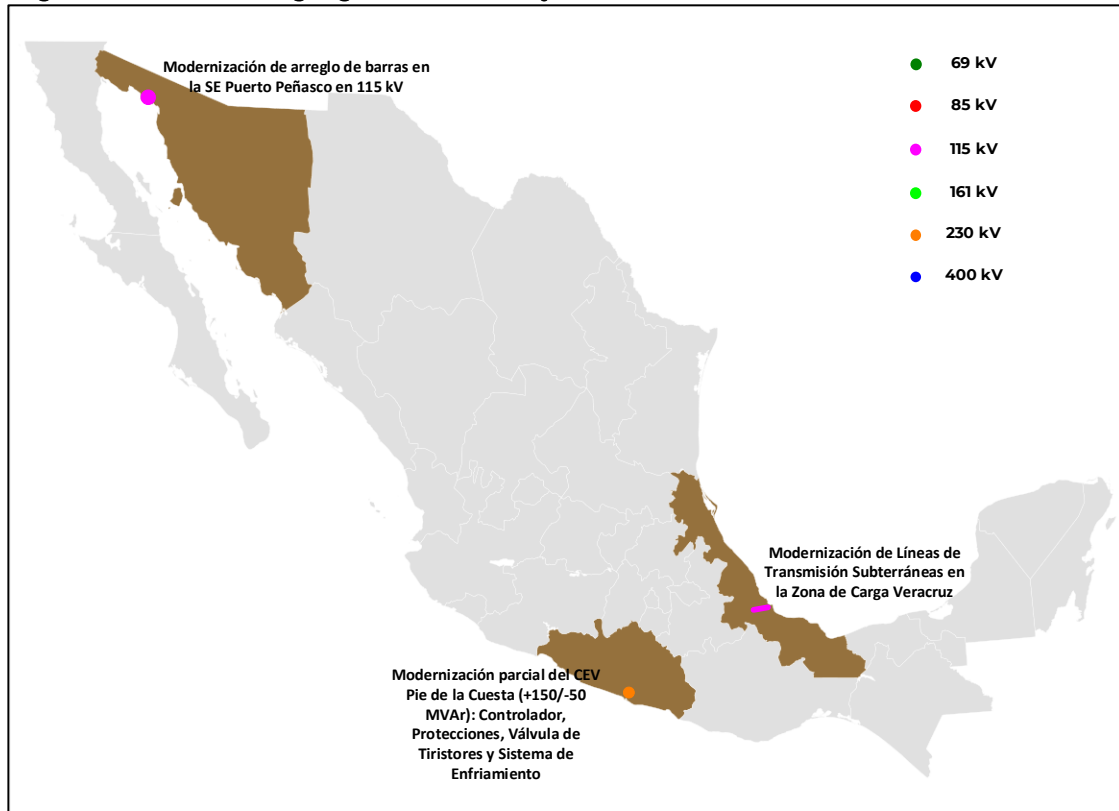
Cuadro 10.3.2. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2023 – 2037 para los Proyectos identificados de modernización de la RNT

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAR): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-ORI	Central	✓	✓	✓	✓	✓	
Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-ORI	Oriental	✓	✓	✓	✓	✓	
Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NOI	Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la Figura 10.3.1 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 10.3.1. Ubicación geográfica de los Proyectos identificados de modernización de la RNT



M22-ORI Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAR): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento

Diagnóstico

La SE Pie de la Cuesta se encuentra ubicada en el municipio de Yetla, Guerrero dentro del ámbito de influencia de la ZOT Guerrero. También es parte de la Red Eléctrica troncal de ZC Acapulco pues es una de las tres SE alimentada en 230 kV para el suministro de la ciudad de Acapulco.

Actualmente la Subestación Eléctrica cuenta con un autotransformador con capacidad de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV denominado AT1, Cuatro LT en 230 kV las cuales son Ixtapa Potencia – 93060 – Pie de la Cuesta, Chilpancingo Potencia – 93280 – Pie de la Cuesta, Los Amates – 93050 – Pie de la Cuesta y Quemado – 93030 – Pie de la Cuesta. Además de un Compensador Estático de VAr de -50 a +150 MVAR. El CEV es un elemento fundamental para el control de tensión en la ZC, apoyando el soporte de tensión en la Red Eléctrica de 230 kV que depende de fuentes de suministro lejanas.

El CEV de la SE Pie de la Cuesta entró en servicio en mayo del 2005. Actualmente se encuentra en operación con baja Confiabilidad derivado de la obsolescencia tecnológica de sus componentes principales y desde 2016 ha manejado un soporte y refaccionamiento limitado. El fabricante informó del término de la vida útil de la tecnología en la cual está basado el funcionamiento del CEV por lo que actualmente no se cuenta con soporte y/o refaccionamiento por parte del fabricante.

Adicionalmente, de acuerdo con el levantamiento de las condiciones

operativas del CEV, realizado por los especialistas del fabricante, se informa que los sistemas de control y otros componentes principales son obsoletos, por ejemplo: control, GPS, Protecciones, y PLC del sistema de enfriamiento.

Además de que los componentes actuales en operación, en presencia de alguna falla futura, difícilmente pueden ser reparados lo que implica altos tiempos de indisponibilidad sin garantizar el funcionamiento integral de los equipos del CEV.

Problemática que resolver

La problemática que actualmente se tiene en este equipo es la obsolescencia declarada por parte del fabricante de la tecnología en la cual está basado el funcionamiento del CEV de la SE Pie de la Cuesta anunciado desde 2018. Lo cual implica que no se podrá adquirir nuevo refaccionamiento o soporte operativo.

Actualmente la ZOT ha agotado el refaccionamiento en almacenes por lo que se ha alargado el tiempo de vida útil mediante el mantenimiento preventivo de los elementos o bien el préstamo de componentes con otras Gerencias de Transmisión, aunque esta práctica es limitada debido a la incompatibilidad de componentes.

El no contar con este CEV en funcionamiento representaría un riesgo en la Confiabilidad operativa y entre sus impactos tendríamos:

- Indisponibilidad de Equipo Eléctrico Primario.

- Afectación en la compensación de potencia reactiva.
- Afectación de la estabilidad de voltaje en los nodos de Red Eléctrica en el SIN
- Indisponibilidad que afectará la adecuada operación en la RNT.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización parcial de medio ciclo de vida del CEV de la SE Pie de la Cuesta. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 10.3.1.1. y en la Figura 10.3.1.1. muestra el diagrama unifilar de la Alternativa 1.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado por CFE de transmisión de **204.09 millones de pesos de 2021** (10.10 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: julio de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2027.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico del CEV Pie de la Cuesta por lo que se mantendrán en los niveles actuales la capacidad de transmisión hacia la zona. Además de que con ello se mejorara la regulación de tensión en la ZC aún ante condiciones operativas de baja carga eliminando la necesidad de desconectar LT para evitar el incremento en los perfiles de tensión de las Subestaciones Eléctricas de la ZC. Por todo lo anterior se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Debido a que la problemática de la zona se refiere a la falta de compensación reactiva en la Red Eléctrica de 230 kV ante la indisponibilidad de refaccionamiento y servicio por parte del fabricante de actual CEV Pie de la Cuesta.

Se propone una segunda Alternativa (Alternativa 2) la cual consiste en la adquisición de un nuevo CEV con capacidad de -50/+150 MVar que se instalaría en la SE Pie de la Cuesta.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de 425.074 millones de pesos de 2021 (21.03 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 es la opción de menor costo a largo plazo y con un comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

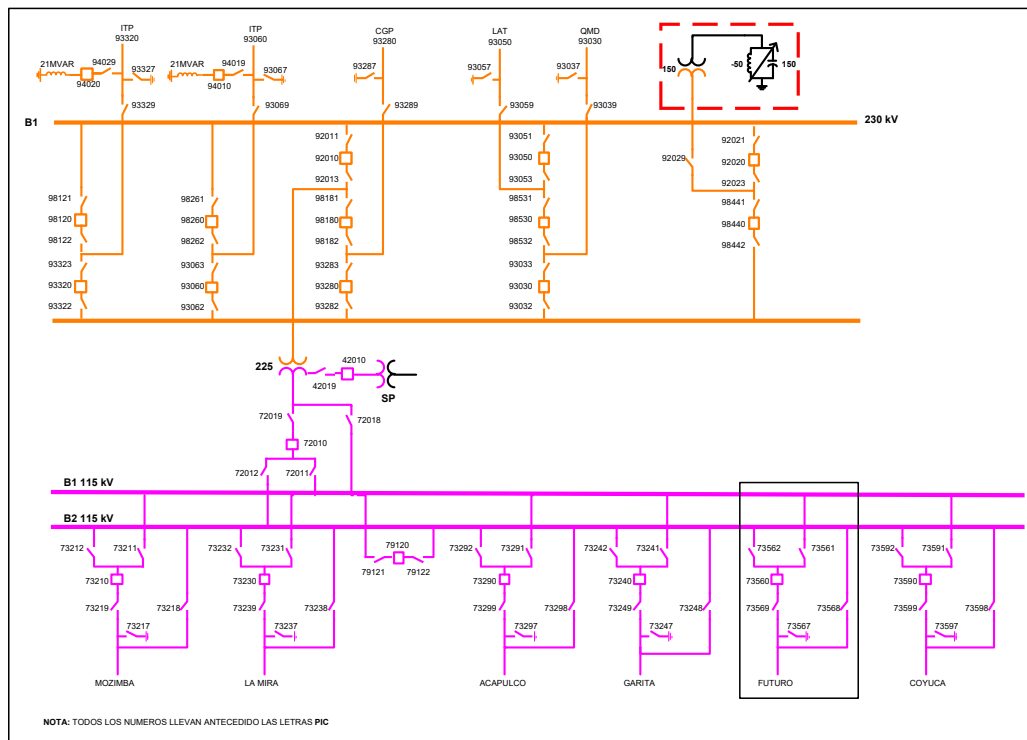
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La propuesta de proyecto tiene una relación B/C de **2.11**, un VPN de **144.3 millones de pesos** y una TIR de **25.61 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.16**, un VPN de **43.67 millones de pesos** y una TIR de **11.96 %**.

Cuadro 10.3.1.1. Obras asociadas a la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Control, Protección, Válvulas de tiristores y Sistemas de Enfriamiento.	1	230	jul-26	nov-26	Oriental

Figura 10.3.1.1. Diagrama unifilar de la SE Pie de la Cuesta al 2022


M23-OR1 Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz.

ubicados en la SE Veracruz II (VRD) y el restante en la SE Jardín (JDN).

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica en la región del Puerto de Veracruz se realiza a través de la Red Eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV, que depende de tres bancos de transformación con capacidad de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV, dos bancos se encuentran

Además de los bancos de transformación mencionados, se tiene instalada la Central de Ciclo Combinado (CCC) Dos Bocas interconectada en el nivel de tensión de 115 kV con capacidad total de 226 MW.

Actualmente se tiene instruido y en proceso de ejecución de actividades previas el proyecto "P18-OR1 Suministro de energía

eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)” con entrada en operación para el año 2025.

Sin embargo, las Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo han presentado problemas de descargas parciales en los cables de potencia, derivado del deterioro en su periodo de vida, lo cual se refleja en reducción de sus límites operativos, con lo que se pone en riesgo el suministro de energía eléctrica a la zona turística, de negocios y población de las Ciudades de Veracruz y Boca del Río, principalmente.

Los cables de potencia presentan envejecimiento y presencia de descargas parciales por lo que es necesario su sustitución para incrementar la Confiabilidad y disponibilidad de las líneas incluidas en este proyecto. De lo anterior, el Laboratorio de Pruebas a Equipos y Materiales de CFE (LAPEM) ha realizado estudios y pruebas a dichos cables encontrándolos en condiciones críticas (informe de LAPEM número K3421-131B-2020 de fecha 17 de diciembre de 2020).

Características del Proyecto

El proyecto consiste en el reemplazo de cables subterráneos en la zona Veracruz, el proyecto se desarrollará como se describe en la Figura 10.3.2.1. El desglose de las obras con los montos de inversión se muestra en

el Cuadro 10.3.2.1. y en la Figura 10.3.2.2. muestra el diagrama unifilar con la zona de influencia del proyecto.

Obras de transmisión

- Adquisición e instalación de los cables de potencia, sistema de tierra, construcción de ductos para las líneas subterráneas Pages (PAG) 73730 (PYN) Playa Norte, Mocambo (MCB) 73760 (SCF) Sacrificios y Sacrificios (SCF) 73780 (VRU) Veracruz Uno con una trayectoria diferente a la actual (tendido total de 13.40 km aproximadamente), que permita mantener en operación las líneas actuales durante la construcción del proyecto.

Adicionalmente se incluyen enlaces ópticos entre las subestaciones colaterales, así como la sustitución de equipo primario, de protecciones, control y comunicaciones de los alimentadores de las líneas en mención.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **595.39 millones de pesos de 2022** (27.13 millones de dólares considerando una paridad de 21.95 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2024
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027.

Figura 10.3.2.1. Fases de ejecución del proyecto

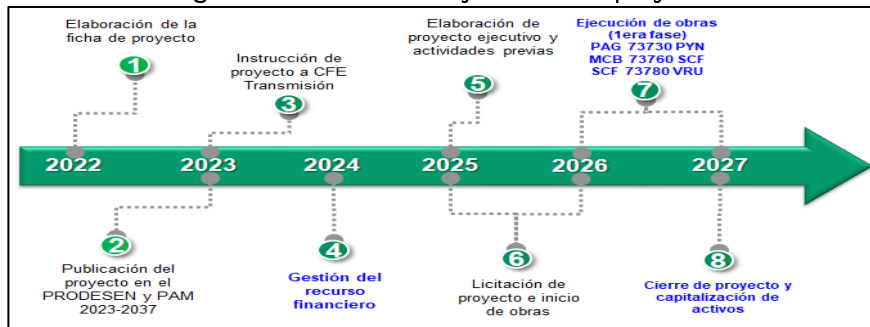
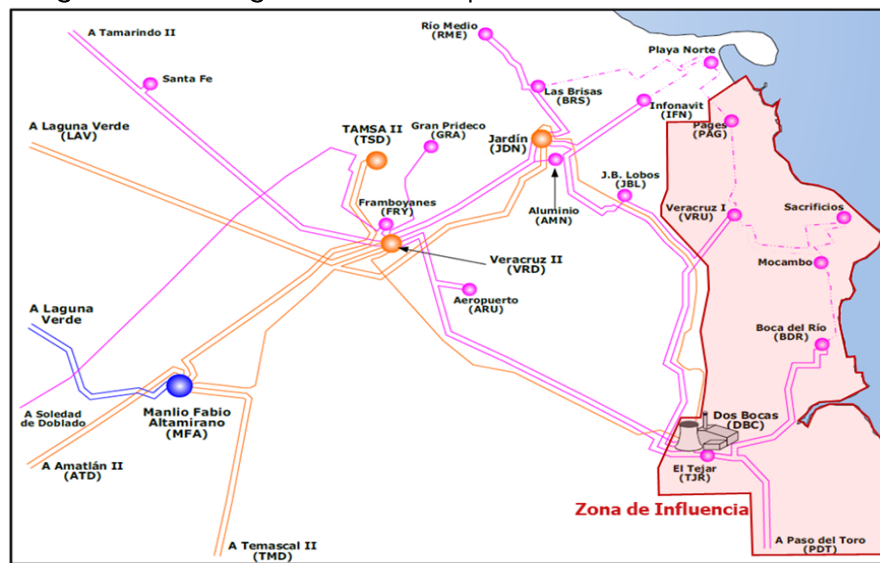


Figura 10.3.2.2. Diagrama unifilar simplificado con la zona de influencia



Cuadro 10.3.2.1 Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Línea de Transmisión Subterránea	Proyección de la inversión			
	2025	2026	2027	Total
Pages 73730 Playa Norte (LT, Enlace Óptico y Alimentadores)	3.810	125.550	35.824	165.184
Mocambo 73760 Sacrificios (LT, Enlace Óptico y Alimentadores)	3.810	98.120	48.640	150.570
Sacrificios (SCF 73780 (VRU) Veracruz Uno (LT, Enlace Óptico y Alimentadores)	3.810	158.910	116.911	279.631

Análisis de Confiabilidad

El Proyecto de modernización propuesto, robustece la capacidad de suministro a la ZC de Veracruz al dar una mayor capacidad de transmisión, incremento en la Confiabilidad

ante contingencia sencilla (N-1) y reducción del riesgo de afectación de carga, evitando la salida permanente de las Líneas de Transmisión propuestas.

Con base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que el proyecto de obra propuesto como la solución más factible para resolver el problema identificado y presenta:

- Incremento de la Confiabilidad operativa.
- Incremento en la disponibilidad, seguridad y Confiabilidad de la RNT.
- Menor afectación ante eventos que puedan presentarse en el área de influencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la problemática de la zona se refiere al requerimiento de Confiabilidad de la Red Eléctrica existente con la modernización de enlaces importantes para el suministro.

Se considera como Alternativa 2 la sustitución de: 11.47 km de cable conductor en las Líneas de Transmisión Pages (PAG) 73730 (PYN) Playa Norte, Mocambo (MCB) 73760 (SCF) Sacrificios y Sacrificios (SCF) 73780 (VRU) Veracruz Uno y equipo terminal, utilizando la infraestructura existente, adecuando solo lo estrictamente necesario, así como la modernización del equipo de control, protección y comunicaciones para recuperar la capacidad de transmisión.

Cabe señalar que esta propuesta contempla la salida de la Línea de Transmisión existente durante el tiempo que se requiera para su modernización, lo que conlleva a mayores tiempos de construcción.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **680.96 millones de pesos de 2022** (31.02 millones de dólares considerando una paridad de 21.95 pesos por dólar), mostrando un

Beneficio/Costo (B/C) de 1.4, un Valor Presente Neto (VPN) de 214.20 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 25.38 %.

Sin embargo, la Alternativa 1 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, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La propuesta tiene una relación B/C de 1.79, un VPN de 407.66 **millones de pesos** y una TIR de **29.13 %**.

M23-NO1 Modernización de arreglo de barras en S.E. Puerto Peñasco

Diagnóstico operativo

La SE Puerto Peñasco forma parte la Red Eléctrica de Zona San Luis que se encarga de la operación y mantenimiento de la instalación, toma relevancia por alimentar una alta concentración de carga turística de gran importancia regional, así como

usuarios residenciales y de riego agrícola en la ciudad de Puerto Peñasco y el poblado de Sonoyta.

Actualmente, la SE Puerto Peñasco opera con barra sencilla es decir bus principal, cuenta con 6 Líneas de Transmisión de 115 kV, 2 transformadores de carga de 115/13.8 kV de 20 y 30 MVA y 2 capacitores en 115 kV de 15 y 7.5 MVAR, por lo que una falla en la única barra de 115 kV que tiene la Subestación Eléctrica originaría que los 10 equipos eléctricos conectados a la barra se abran lo que produciría un corte de carga considerable en la región.

Dentro del área de influencia del proyecto, SENER ha instruido a CFE Transmisión en 2021, el proyecto "P20-NO1" Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco, sin embargo, con base a información de CFE Transmisión, el proyecto se ha diferido a diciembre de 2028. Este proyecto soluciona problemática de transformación en la zona Peñasco, por lo que la problemática existente de disponer de una sola barra en la SE Puerto Peñasco prevalecerá hasta la entrada en operación de un nuevo proyecto de modernización de arreglo de barras.

Problemática para resolver

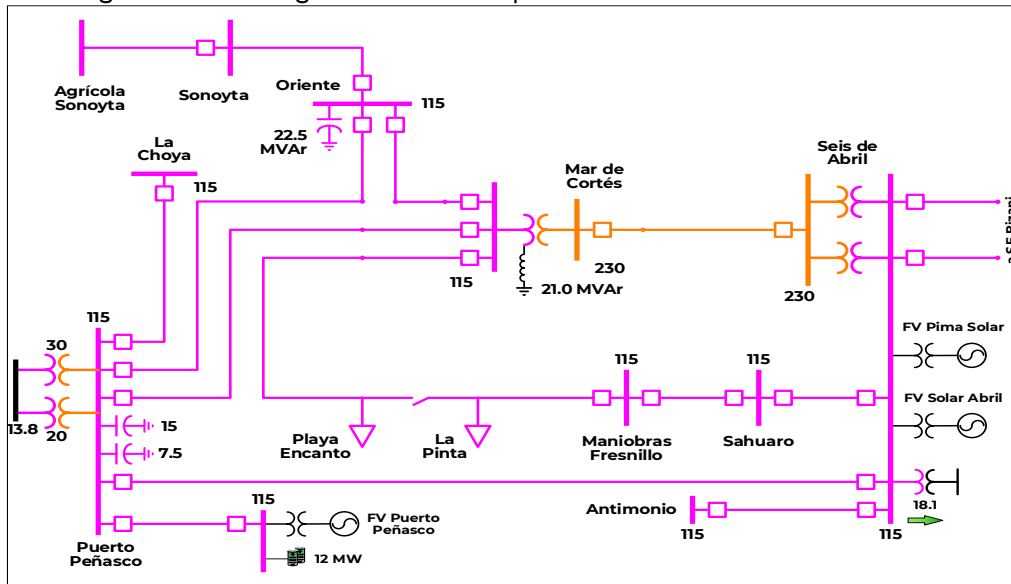
Para el 2028, la SE Puerto Peñasco será alimentada por 4 Líneas de Transmisión en 115 kV, la LT Seis de Abril -73630 - Puerto Peñasco con una longitud de 128 km., la LT Mar de Cortes - 73A10 Puerto Peñasco con 0.3 km., la LT Maniobras Fresnillo - 73060 - Puerto Peñasco con 69.9 km. y la LT SE

Maniobras Fotovoltaica Puerto Peñasco - 73A60 - Puerto Peñasco con 25 km, además cuenta con 2 líneas de carga: Puerto Peñasco - 73690 - La Choya con de 11.9 km que alimenta carga de la ciudad y desarrollos turísticos y Puerto Peñasco - 73070 - Sonoyta con una longitud de 94.98 km., alimentando la zona rural de forma radial.

Las LT Seis de Abril - 73630 - Puerto Peñasco y Seis de Abril - 73A10 - Mar de Cortes, con operación en 115 kV y aisladas en 230 kV, comparten las mismas estructuras de acero con doble circuito y con conductor calibre 1113 kcmil tipo ACSR en cada circuito. La LT Maniobras Fresnillo - 73060 - Puerto Peñasco en 115 kV, cuenta con torres de acero y con conductor calibre 477 kcmil tipo ACSR.

Con el arreglo propuesto para que la SE Puerto Peñasco opere a doble barra en 115 kV (Bus Principal y Bus Auxiliar) se logra que ante el riesgo que se presente la falla de cualquiera de las dos barras, se mantengan los voltajes dentro de sus límites operativos, evitando en la medida de lo posible la operación de esquemas por bajo voltaje en la zona de influencia. Este tipo de arreglo minimiza la afectación de la carga y evita una gran cantidad de energía no suministrada al presentarse una falla en la barra.

En la Figura 10.3.12.1 se muestra el Diagrama unifilar simplificado de la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2028.

Figura 10.3.12.1. Diagrama unifilar simplificado en la zona Peñasco en 2028


Análisis de Confiabilidad

Las obras incluidas en este proyecto de modernización permitirán minimizar las afectaciones del abasto del suministro de energía eléctrica ante las fallas que se presenten en la Subestación Eléctrica, se incrementará la Confiabilidad en el suministro de la carga y la disponibilidad de equipos eléctricos, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el servicio de suministro, beneficiando a los clientes de la ciudad de Puerto Peñasco y Sonoyta.

Los usuarios prioritarios alimentados de SE Puerto Peñasco de media tensión (13.8 kV).

- S.E Puerto Peñasco (13.8 kV)
- S.E La Choya (13.8 kV)
- S.E. Oriente (13.8 kV)
- S.E Sonoyta (13.8 kV)
- S.E Agrícola Sonoyta (13.8 kV)

Con el proyecto elemental mínimo se evitará la operación con baja Confiabilidad debido a la condición actual y futura en la

que operaría la SE Puerto Peñasco al operar con barra sencilla con nueve elementos entre Líneas de Transmisión, Equipos de Transformación y de Compensación alimentados desde la misma barra.

Alternativas analizadas

Actualmente la SE Puerto Peñasco opera en Barra Sencilla únicamente en el lado de alta tensión, con un nivel de tensión de 115 kV, por lo que al estar operando de esta forma no proporciona Confiabilidad y ante una falla se perdería la carga que alimenta la ciudad de Puerto Peñasco, La Choya, Sonoyta y Agrícola Sonoyta por lo que se analizaron dos alternativas de modernizar el arreglo de barras de la SE.

La fecha de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Alternativa 1

Esta alternativa consiste en la modernización en la SE Puerto Peñasco en 115 kV, con el cambio de arreglo de Barra Sencilla a Barra Principal – Barra Auxiliar (BP – BA), y todo esto implica instalar un Interruptor de Amarre – Transferencia. Con esta alternativa las cargas se van a compartir en los dos buses, la propuesta de conexión son las siguientes:

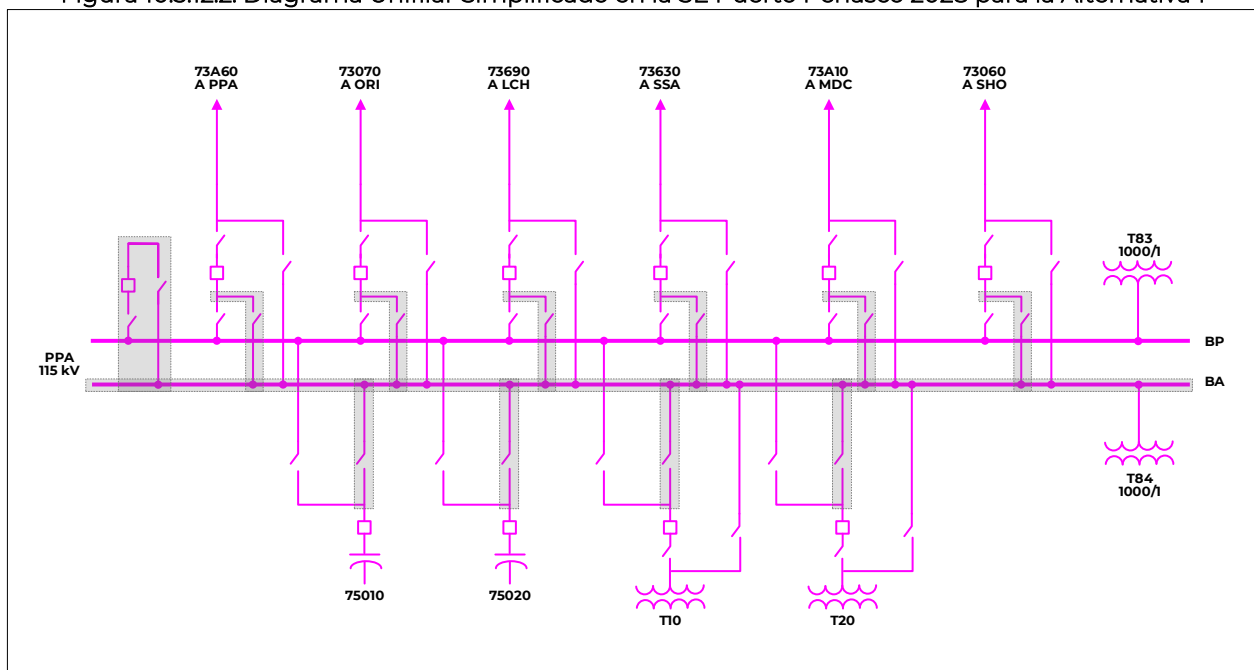
- Barra Principal se conecten las 3 Líneas Puerto Peñasco – 73690 – La Choya, Puerto Peñasco – 73630 – Seis de Abril, Puerto Peñasco – 73060 – Maniobras Fresnillo, un banco de capacitores 75010 y los dos transformadores T10 y T20.
- Barra Auxiliar se conecten las 3 Líneas; Puerto Peñasco – 73A60 – Maniobras Fotovoltaica Puerto Peñasco, Puerto Peñasco – 73070 – Sonoyta y Puerto Peñasco – 73A10 – Mar de Costes y el banco de capacitores 75020.

Con esta alternativa y ante una falla N-1 en un bus, no se perdería el total de la carga, aunado a esto la maniobra para recuperar la carga con el otro bus se reduce significativamente los tiempos de la carga afectada. Debido a que en la caseta existente no hay espacio para los tableros que se requieren, se considera la ampliación en la nueva caseta.

Con la nueva infraestructura de arreglo de Barra Principal – Barra Auxiliar, se garantizan los criterios definidos conforme al CdR de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el Sistema Eléctrico del Noroeste de Sonora, la operación sería más flexible y permitirían libranzas y se tendrá respaldo ante falla de equipos como interruptores.

La Figura 10.3.12.2 se muestra el Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1 con la distribución de las cargas en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 10.3.12.2. Diagrama Unifilar Simplificado en la SE Puerto Peñasco 2028 para la Alternativa 1



Resumen de metas físicas de la alternativa 1

La **Alternativa 1** tiene costo de inversión estimado de **49.227 millones de pesos de 2022** (2.39 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar), considerando el costo de la obra y materiales con base a los costos de

referencia de CFE-Transmisión en pesos de 2022.

El Cuadro 10.3.12.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.3.12.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Modernización de la SE Puerto Peñasco s	Barra Principal a Barra Principal y Barra Auxiliar	1	115	abr-28	abr-28
Total		1			

Alternativa 2

Esta alternativa consiste en modificar el arreglo de la SE Puerto Peñasco a Doble Interruptor y Barra Uno – Barra Dos, esto implica instalar 9 interruptores se consideran 2 interruptores por cada bahía y tenemos 10 bahías, pero se utilizará el interruptor que se tiene como interruptor de amarre, reforzar la estructura, las zapatas de la estructura y demás material.

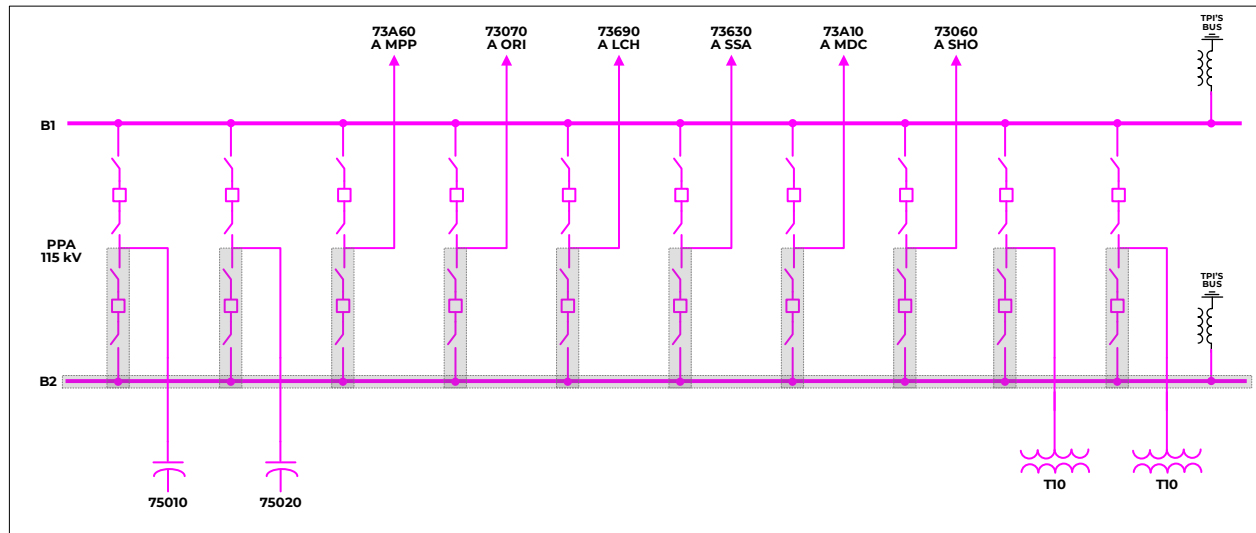
Con esta alternativa 2 las cargas quedarían con Doble Interruptor y Barra Uno – Barra Dos y la propuesta de conexión es la siguiente:

- Barra Uno se conecten las 3 líneas Puerto Peñasco – 73690 – La Choya, Seis de Abril – 73630 – Puerto Peñasco, Maniobras Fresnillo – 73060 – Puerto Peñasco, un banco de capacitores 75010 y los dos transformadores T10 y T20.
- Barra Dos se conecten las 3 líneas Central Fotovoltaica Puerto Peñasco – 73A60 – Puerto Peñasco, Puerto Peñasco – 73070 – Sonoyta y Mar de Cortes – 73A10 – Puerto Peñasco y el banco de capacitores 75020.

Con esta alternativa y ante una falla N-1 en un bus, no se perdería el total de la carga, ya que la carga quedaría conectada al otro bus mediante el segundo interruptor que tendría cada una de las bahías, aunado a esto la maniobra para recuperar la operación del interruptor se reduce significativamente los tiempos. Debido a que en la caseta existente no hay espacio para los tableros se considera una ampliación de caseta en la nueva caseta.

Con la nueva infraestructura de arreglo a Doble Interruptor y Barra Uno – Barra Dos, se garantizan los criterios definidos conforme al Código de Red de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el Sistema Eléctrico del noroeste de Sonora, la operación sería más flexible y permitirían libranzas y se tendrá respaldo ante falla de equipos como interruptores.

En la Figura 10.3.12.3 se muestra el Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2 con la distribución de las cargas en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 10.3.12.3. Diagrama Unifilar Simplificado en la SE Puerto Peñasco 2028 para la Alternativa 2


Resumen de metas físicas de la alternativa 2

La Alternativa 2 tiene costo de inversión estimado de **98.72 millones de pesos de 2022** (4.79 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.6 pesos por

dólar), considerando el costo de la obra y materiales con base a los costos de referencia de CFE-Transmisión en pesos de 2022E1

Cuadro 10.3.12.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.3.12.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Cambio de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco con Doble interruptor	Barra Uno – Barra Dos	1	115	abr-28	abr-28
Total		1			

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por energía no suministrada que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.28**, un Valor Presente Neto (VPN) de **13.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **13.74**

Proyectos en Estudio por parte del Transportista para el PAMRNT 2024-2038

Actualmente se tiene una gran cantidad de proyectos de modernización por parte del Transportista CFE Transmisión instruidos que no se han iniciado o que requieren de reevaluación de los Casos de Negocio para iniciar su proceso de licitación, publicación de pliego de requisitos, que se presenten las Ofertas técnicas y económicas, el fallo, firma de contrato e inicio de construcción. Por lo

anterior, se acordó por parte de CFE Transmisión y el CENACE que los proyectos del Cuadro 10.4.1 que no se han concluido sus FIP resumen y completa se consideren

en Estudio para el siguiente ciclo de planeación 2024-2038.

Cuadro 10.4.1 Proyectos en Estudio de modernización de CFE Transmisión para el ciclo 2024-2038

Nombre del Proyecto	PEM	GRT CFE Transmisión	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna	M22-NT1	Norte	nov-23	nov-24	d	Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez
Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	M22-NT2	Norte	dic-22	mar-23	b	Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios, Ford Maniobras y Philips y Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente.
Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza	M22-NE1	Noreste	abr-22	jul-23	d	Completar el esquema en anillo dentro de la configuración de las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza, a través de bahías con equipos híbridos lo que reduciría el área y distancias entre bahías debido a la falta de espacio.
Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.	M22-NE2	Noreste	sep-22	sep-23	f	Formar un anillo en la red de fibra óptica en la zona de Transmisión Río escondido para evitar situaciones que por falta de comunicación eficiente pongan en riesgo la integridad de la operación y control de la energía eléctrica.
Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.	M22-NE3	Noreste	sep-23	sep-23	d	Reconfigurar el arreglo de barras en la SE Saltillo para mantener la confiabilidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de Saltillo.
Sustitución de cable conductor de las Líneas de Transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	M22-NE4	Noreste	nov-22	mar-25	c y d	Sustitución de los conductores de las LT Río Bravo – 83060 – Matamoros, Río Bravo – 83660 – Matamoros, Falcon Mexicano – 83630 – Reynosa, Falcon Mexicano – 83030 – Norte y Norte – 83070 – Reynosa, para incrementar su Confiabilidad
Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV	M22-BC3	Baja California	abr-23	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona San Luis Río Colorado.
Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV	M22-BS1	Baja California Sur	abr-23	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Los Cabos.

Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

11

Proyectos en estudio
identificados en el mediano y
largo plazo

11. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazos

En este Capítulo se presenta una serie de proyectos que se están estudiando por parte del CENACE y el Transportista. Algunos de los proyectos ya cuentan con Estudios económicos, Estudios electrotécnicos de estado estacionario y se están completando el resto del estudio como es el I23-BC1. Otros tienen información preliminar por parte del CENACE como resultado del PIIRCE 2023-2037 y proyectos que el gobierno federal ha mencionado para el desarrollo de la

península de Baja California y la integración de Energías Limpias en el noroeste y norte del país, así como los proyectos de modernización de CFE Transmisión. Se requiere de la retroalimentación de la SENER para que estos sean considerados en los Capítulos 9 y 10 de este ejercicio de planeación o en su caso como establece el artículo 9, fracción II del Reglamento de la LIE, que se presente un programa especial a fin de adelantar como proyectos prioritarios.

I23-BC1 Integración de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California

Antecedentes

Desde hace más de 15 años, se han realizado diversos estudios técnicos para interconectar los Sistemas Interconectados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé con el resto del Sistema Eléctrico Nacional de manera que se tenga un Sistema Eléctrico Nacional integrando todo el país, estas propuestas se han diferido a través de los años motivados por las políticas públicas que han cancelado o pausado la realización y consolidación de las propuestas presentadas.

En los últimos años se programaron Centrales de Ciclo Combinado en SIBC y SIBCS en cumplimiento con lo establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como iniciativa para impulsar el desarrollo nacional y dando cumplimiento a los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Además se han propuesto proyectos con tecnologías que utilizan los recursos renovables en la región, con lo que se diversificarán las fuentes de generación

eléctrica, para ello, el gobierno federal tiene como proyecto prioritario la entrada en operación de generación fotovoltaica en el norte de Sonora que se ha denominado Central Fotovoltaica Peñasco Fases II, III y IV que consisten en incorporar hasta 880 MW de capacidad instalada en el SIBC mediante la instalación de paneles solares, al mismo tiempo, considera la utilización de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías que permitirán ser utilizadas en las condiciones de mayor demanda, particularmente en el pico de la noche, evitando con ello nuevos proyectos de generación turbogás.

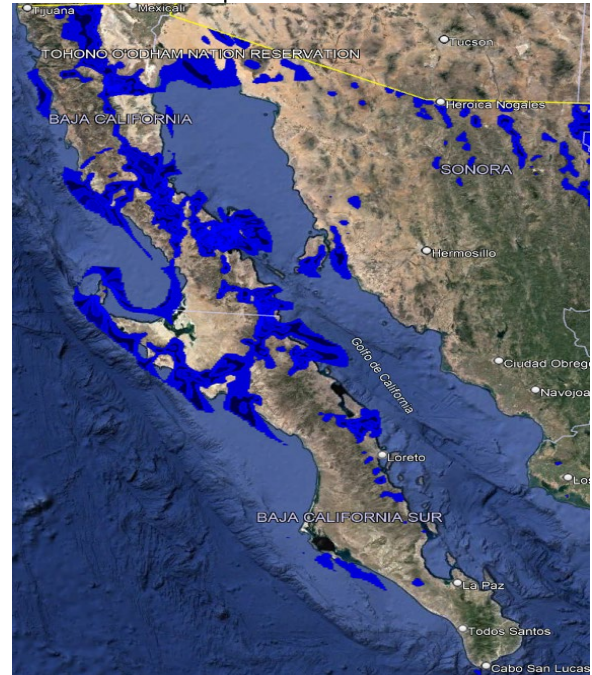
La península de Baja California cuenta con gran potencial de generación de Energía Limpia, que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas fotovoltaicas y eólicas desde la Rumorosa con los proyectos fotovoltaicos y generación eólica en la sierra de San Pedro Mártir, en el estado de Baja California hasta la región de La Paz, pero se tiene un gran potencial para la incorporación de nuevos proyectos de generación con Energías Limpias Fotovoltaica y Eólica entre las regiones de

San Felipe hasta Villa Constitución como se muestra en las Figuras 11.1.1 y 11.1.2 en los próximos años que garanticen el suministro eléctrico a los Usuarios Finales a través de fuentes energía eléctrica.

Figura 11.1.1 Zonas con alto potencial de Energía Limpia con radiación solar.⁶⁸



Figura 11.1.2 Zonas con alto potencial de Energía Limpia con viento.⁶⁹



La incorporación de nueva industria con la relocalización de operaciones que se ha estado manifestando a nivel mundial por los acontecimientos geopolíticos y que las empresas que abastecen la cadena de suministro de bienes de consumo de Norteamérica, especialmente a EE. UU. y Canadá buscan ubicar sus procesos en países cercanos y con un menor riesgo. Además, se busca que el insumo de energía eléctrica para la creación de estos bienes sea a través de Energías Limpias, por lo que el estado de Baja California es un lugar que ofrece la confianza ya que tiene los recursos de capital humano, de ubicación y la factibilidad de ofrecer energía eléctrica libre de carbono en el mediano y largo plazos.

La integración de los tres sistemas en su parte media, la integración de los tres sistemas sería un gran apoyo para las empresas mineras del sector público y

⁶⁸ Fuente Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias de la SENER. Sobrepuesto en GoogleEarth

⁶⁹ Fuente Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias de la SENER. Sobrepuesto en GoogleEarth

privado, influyendo de manera positiva en el estado de Baja California., reactivando la economía de las poblaciones desde San Felipe Baja California hasta Mulegé Baja California Sur con la creación de empleos.

De igual forma, sería un gran apoyo para el sector turístico al establecer un corredor desde San Felipe Baja California hasta Loreto Baja California Sur.

En las regiones del sur de Ensenada, Insurgentes y Constitución de Baja California se tiene gran potencial agrícola que requiere de fuentes de energía eléctrica; y en las regiones de La Paz y Los Cabos Baja California Sur el potencial turístico se seguiría desarrollando con el atractivo que la energía eléctrica proviene de Energía Limpia.

En la parte central de la península de Baja California se encuentra la ciudad de Santa Rosalía Baja California Sur, población con actividad turística y pesquera, cuenta con un proyecto fotovoltaico que aporta hasta 1 MW de capacidad instalada, sin embargo, al ser un sistema muy pequeño, se tiene limitada la capacidad de incorporar proyectos con fuentes de energía eléctrica renovable variable como la solar y la eólica derivado del control de variables eléctricas para mantener la Continuidad, Confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico de esta población.

Los costos de operación en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California son de los más altos del SEN, además, se tiene un déficit de capacidad de generación particularmente en el SIBC, el cual ha sido subsanado en los últimos años mediante la implementación de un protocolo correctivo en el cual se incorporan unidades de generación que se interconectan en diferentes Subestaciones Eléctricas y que permiten mantener el

suministro de la demanda eléctrica requerida durante el periodo de verano. La necesidad de incorporar un protocolo correctivo en el SIBC será menor, debido a que CFE ha implementado diversas actividades como el traslado de unidades móviles. Con la entrada en operación de los dos Ciclos Combinados en cumplimiento con lo establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE, así como el proyecto fotovoltaico Puerto Peñasco en sus tres fases se tendrá la suficiencia de capacidad para atender la demanda del SIBC, sin embargo, para la integración de la península de Baja California como un solo Sistema Interconectado se requiere de una mayor adición de Capacidad Instalada, en especial Energías Limpias, que garanticen un operación técnica y económicamente viable de la península de Baja California como un solo Sistema Interconectado.

El CENACE desde 2016 ha propuesto proyectos para garantizar la operación confiable, segura y sostenible futura de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California interconectada al SIN a través de enlaces en corriente directa, uno de la región de Hermosillo a Mexicali que interconectaba el SIBC con SIN, y el segundo a través de un cable de potencia submarino de la región de Hermosillo al SIM y de ahí al SIBCS (sistema de corriente directa multiterminal). Además, se presentó el proyecto de un tercer enlace internacional hacia EE. UU. De estos tres proyectos, uno está cancelado y dos se encuentran en análisis.

- Cancelación de la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico de Baja California y el Sistema Interconectado Nacional.
- Proyecto Interconexión Sistema Interconectado Nacional – Baja

California Sur, pausado por CFE Transmisión.

- Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District, pausado tanto por la empresa de EE. UU. y CFE.

Figura 11.1.3. Diagrama unifilar simplificado de los Sistemas que forman parte de la GCR Baja California⁷⁰.



La interconexión de los tres sistemas eléctricos de la península de Baja California tendrá beneficios operativos como: integrar un solo Sistema Interconectado, el uso óptimo de los recursos naturales para la generación de energía eléctrica con Energías Limpias, flexibilidad operativa con Red Eléctrica completa, con mantenimientos programados, ante fallas de elementos, mejora en la estabilidad del sistema, en el control y en la calidad de frecuencia y tensión, así como los beneficios económicos al integrar en una sola Red Eléctrica a través de toda la península permitiendo el crecimiento y fortalecimiento económico de las diferentes regiones y sectores para lograr maximizar el

beneficio social por medio de la reducción de costos de infraestructura.

Objetivo y resultados esperados

En el pasado, las necesidades de inversión en la Red Eléctrica de transmisión eran impulsadas por el aumento de la demanda en una región, la ubicación de una Central Eléctrica planeada por la empresa verticalmente integrada y por último los requerimientos de Confiabilidad a solicitud del operador de la Red Eléctrica.

En el marco de la reforma energética, el objetivo de reducir los costos de producción para maximizar el beneficio social de los Usuarios Finales, tomando en cuenta, que los costos de inversión en la Red Eléctrica de transmisión siguen siendo un porcentaje relativamente pequeño comparado con los costos generales de la inversión en el sector eléctrico.

Uno de los objetivos del gobierno federal, es desarrollar la infraestructura de generación y transmisión necesaria en la península de Baja California para garantizar en el mediano y largo plazos, el suministro de energía eléctrica de los Sistemas Interconectados en la península de Baja California, los cuales operan en forma aislada del resto del SEN. Además, bajo criterios de soberanía y seguridad energéticas se reduzcan de forma gradual y progresiva los impactos ambientales de la producción de energía eléctrica con una mayor participación de Energías Limpias.

La integración de Centrales Eléctricas de Energía Limpia, en especial eólica y solar requiere de la expansión de la Red Eléctrica de transmisión desde un punto de vista

⁷⁰ No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son

formato shapefile o vectorial. El mapa de relieve es cortesía de NASA/JPL-Caltech.

anticipatorio. El determinar las opciones de expansión de la Red Eléctrica de transmisión para un gran número de proyectos de generación renovable variable e intermitente y generación convencional en las mismas zonas geográficas, dentro de del proceso de planeación, se convierte en un gran reto, en especial cuando los tiempos de entrada en operación para los proyectos son diferentes.

Las combinaciones posibles que consideren la maximización del beneficio y la minimización de costos para la solución de la Red Eléctrica compartida para todos los proyectos de generación y Centros de Carga se vuelve un caso no trivial para obtener una solución que cumpla con todo el horizonte de tiempo del proyecto. Motivo por el cual, las principales obras de la expansión de la transmisión y con los costos de inversión más elevados, deben cubrir la capacidad final, y posteriormente se integren los proyectos de generación y se cumplan los crecimientos de demanda y consumo pronosticados, así como se integren las redes eléctricas adyacentes. Este es el caso para el proyecto de interconexión de los tres sistemas eléctricos de la península de Baja California.

Para el caso de la Red Eléctrica de la península de Baja California, las regiones donde se localizan los mejores factores de planta para la integración de la generación con Energía Limpia están alejados de los centros de consumo, motivo por el cual, la inversión en la expansión de la Red Eléctrica para la integración de Energías Limpias, así como generación convencional a base de combustible gas natural, requiere de planeación pro-activa, Red Eléctrica anticipada, que presente un beneficio-costos positivo.

La planeación de la Red Eléctrica para la interconexión de toda la península de Baja California requiere de una reingeniería, la

cual implica un cambio radical en el diseño de la Red Eléctrica de transmisión para mejorar drásticamente los costos de producción, la Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para el suministro de energía eléctrica a los Usuarios Finales. Esto puede traer consigo, dependiendo de la intensidad de capital invertido en la Red Eléctrica de transmisión, un aumento en la tarifa del Transportista, sin embargo, asociado habrá una reducción en los costos de producción; la relación beneficio-costos final siempre deberá ser positivo y cubriendo la incertidumbre en los costos de inversión, todo en beneficio de los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica

Esta reingeniería se debe enfocar en cumplir con la Confiabilidad, las metas de producción de Energía Limpia, reducción de GEI y reducción de costos de producción, para garantizar a la población una fuente de energía eléctrica con los menores impactos ambientales y atractiva para los procesos productivos del denominado *nearshoring*.

Una estrategia expansionista pro-activa, se mantiene siempre adelante del crecimiento de la demanda y permite la integración de generación, minimiza la posibilidad de congestiones, aumenta la Confiabilidad y seguridad en el sistema, pero principalmente reduce los costos de producción con el incremento en la participación de nuevas fuentes de generación. La estrategia expansionista, anuncia que se crecerá en infraestructura eléctrica, por lo que promueve la inversión en las regiones.

Crecimiento de la demanda y consumo

El Cuadro 1.11.1 muestra el crecimiento de la demanda máxima integrada bruta en (MWh/h) utilizado para las simulaciones para los tres sistemas de la península de Baja California, donde el SIBCS presenta las

mayores tasas de crecimiento en los Escenarios de Planeación, Alto y Bajo con valores de 3.28 %, 3.64 % y 3.11 % respectivamente, derivado por la importante influencia de los sectores residencial – turístico y residencial – interés social, así como de servicios (especialmente en Zona Los Cabos).

El Cuadro 1.11.2 muestra el crecimiento del consumo para los tres escenarios de pronóstico Escenarios de Planeación, Alto y Bajo utilizados para las simulaciones.

Cuadro 1.11.1 Demanda máxima integrada bruta (MWh/h) sistemas de la península de Baja California

Escenario	Sistema	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	t.m.c.a.
Planeación	SIBC	3361	3519	3660	3780	3900	3982	4112	4241	4365	4475	4599	4695	4828	4930	5037	5133	2.86
	SIBCS	596	622	654	684	701	719	739	759	781	803	827	853	880	908	937	967	3.28
	SIM	32	33	34	35	35	36	37	37	38	38	39	40	40	41	42	42	1.91
Alto	SIBC	3361	3619	3767	3896	4022	4112	4251	4389	4525	4647	4784	4893	5041	5156	5278	5389	3.20
	SIBCS	596	645	680	712	731	751	773	795	818	842	868	896	925	955	987	1019	3.64
	SIM	32	33	34	35	36	37	38	38	39	39	40	40	41	42	42	43	2.01
Bajo	SIBC	3361	3469	3598	3710	3823	3899	4021	4143	4256	4355	4467	4551	4672	4761	4854	4936	2.60
	SIBCS	596	609	639	668	685	703	722	740	760	780	803	829	856	884	914	943	3.11
	SIM	32	32	33	34	35	36	36	37	37	38	38	39	40	40	41	42	1.79

Cuadro 1.11.2 Consumo (GWh) sistemas de la península de Baja California

Escenario	Sistema	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	t.m.c.a.
SIBC	Alto	14,991	16,312	16,892	17,405	17,915	18,457	18,974	19,511	20,051	20,636	21,226	21,848	22,513	23,205	23,919	24,673	3.38
	Planeación		15,861	16,414	16,891	17,369	17,875	18,355	18,853	19,343	19,873	20,406	20,965	21,562	22,180	22,815	23,485	3.04
	Bajo		15,640	16,139	16,587	17,035	17,509	17,959	18,424	18,868	19,348	19,827	20,329	20,865	21,418	21,984	22,581	2,77
SIBCS	Alto	2,742	3,073	3,228	3,346	3,453	3,558	3,671	3,786	3,906	4,028	4,156	4,287	4,422	4,566	4,712	4,861	3.89
	Planeación		2,963	3,102	3,211	3,309	3,406	3,510	3,615	3,727	3,840	3,957	4,078	4,203	4,337	4,472	4,612	3.53
	Bajo		2,905	3,031	3,140	3,238	3,334	3,429	3,527	3,629	3,732	3,845	3,966	4,092	4,227	4,364	4,503	3.36
SIM	Alto	137	155	159	163	166	169	172	175	178	181	184	187	190	193	196	199	2.51
	Planeación		152	156	159	162	166	168	171	175	177	181	184	187	190	193	197	2.42
	Bajo		150	154	157	160	163	166	169	172	175	178	181	184	187	190	193	2.30
TOTAL	Alto	17,871	19,541	20,279	20,914	21,534	22,184	22,817	23,472	24,135	24,844	25,565	26,322	27,125	27,964	28,827	29,733	3.45
	Planeación		18,976	19,671	20,261	20,841	21,446	22,033	22,640	23,244	23,890	24,544	25,227	25,952	26,706	27,480	28,294	3.11
	Bajo		18,695	19,323	19,884	20,433	21,007	21,554	22,120	22,668	23,255	23,850	24,476	25,141	25,832	26,539	27,277	2.86

Descripción de la Alternativa de Interconexión de los tres Sistemas

Para esta propuesta se analizaron que se mantuvieran los tres Sistemas operando separados de entre sí y con el SIN, y la Alternativa de un corredor de transmisión desde Mexicali hasta La Paz.

Por las condiciones operativas previstas la Alternativa en llevar a cabo la integración de los tres Sistemas de la península de Baja California mediante un portafolio de proyectos de generación en sitios latentes con gran potencial de Energías Renovables a lo largo de la península, de manera que se

definan mediante estudios técnicos y económicos las capacidades de cada uno de los proyectos de generación que sean necesarios para lograr la integración e interconexión para lo cual se definió la Red Eléctrica de transmisión, transformación y compensación reactiva inductiva y capacitiva ya sea fija o dinámica requeridos para llevarla a cabo. A continuación, se describen las Obras de infraestructura de la propuesta para la interconexión y que fue analizada con la función objetivo primordial de maximizar el beneficio social y la minimización de costos de infraestructura.

Para garantizar la interconexión se deben concluir las Obras de Refuerzo en las SE

Cucapah y Herradura en 400 kV, que incluyen el doble circuito en 400 kV al punto de inflexión del doble circuito aislado en 400 kV y operando en 230 kV de las SE La Rosita y Westeria a la SE Herradura. La transformación de 400/230 kV en las SE Cucapah y Herradura que garanticen la operación del enlace Costa-Valle con Límite Operativo de 1000-1200 MW dada la entrada de los proyectos estratégicos de Ciclos Combinados y las tres fases de Fotovoltaica Peñasco.

Alternativa 1

La infraestructura de Red Eléctrica propuesta como se describió deberá, de ser factible, para su entrada en operación de 2027 a 2028.

Transmisión:

- LT Cucapah – Punta Estrella de doble circuito, con una longitud estimada de 218 km y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, aislada y operada en 400 kV.
- LT Punta Estrella – Punta Final de doble circuito, con una longitud estimada de 140 km y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, aislada y operada en 400 kV.
- LT Punta Final – El Barril de doble circuito, con una longitud estimada de 260 km y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, aislada y operada en 400 kV.
- LT El Barril – El Mezquital de doble circuito, con una longitud estimada de 132 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Mezquital – Canipolé de doble circuito, con una longitud estimada de 144 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Canipolé – Constitución Poniente de doble circuito, con una longitud estimada de 200 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Constitución Poniente entronque Agustín Olachea – Villa Constitución de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, aislada y operada en 115 kV.
- LT Constitución Poniente entronque Agustín Olachea – Villa Constitución de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, aislada y operada en 115 kV.
- LT Constitución Poniente entronque Insurgentes – Villa Constitución de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, aislada y operada en 115 kV.
- LT Constitución Poniente – Olas Altas de doble circuito, con una longitud estimada de 202 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Olas Altas – Turbogás Los Cabos de doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 140 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva) con una capacidad total de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Constitución Poniente. Incluye alimentador (un interruptor) en 230 y 115 kV.
- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 33 MVA cada una, con una capacidad total de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Olas Altas. Incluye alimentador (un interruptor) en 230 y 115 kV.

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 33 MVA cada una (se incluye fase de reserva) con una capacidad total de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Mezquital. Incluye alimentador (un interruptor) en 230 y 115 kV.
- Tres bancos de transformación cada uno compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA y relación de transformación de 400/230 kV en la SE El Barril, se debe incluir una fase de reserva común de la misma capacidad y relación de transformación. Incluye alimentador (dos interruptores) en 400 y un alimentador (un interruptor) en 230 kV para cada banco de transformación.
- Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVA cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Canipolé.
- Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVA cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Constitución Poniente.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 400/-400 MVA en 400 kV en la SE Punta Estrella.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVA en 400 kV en la SE Punta Final.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVA en 230 kV en la SE Canipolé.
- Equipo de compensación dinámica (Condensador Síncrono) con una capacidad de 326/-133 MVA en 400 kV en la SE Cucapah.
- Equipo de compensación dinámica (Condensador Síncrono) con una capacidad de 278/-116 MVA en 400 kV en la SE El Barril.
- Equipo de compensación dinámica (Condensador Síncrono) con una capacidad de 278/-116 MVA en 230 kV en la SE Constitución Poniente.
- Equipo de compensación dinámica (Condensador Síncrono) con una capacidad de 60/-31 MVA en 115 kV en la SE Olas Altas.
- Equipo de compensación dinámica (Condensador Síncrono) con una capacidad de 60/-31 MVA en 115 kV en la SE Turbogás Los Cabos.

Compensación⁷¹⁷²:

- Dos bancos de reactores de línea compuesto de siete unidades monofásicas de 33 MVA, tres para cada reactor de línea (incluye una fase de reserva común y reactores de neutro) en 400 kV en la SE Punta Estrella.
- Dos bancos de reactores de línea compuesto de siete unidades monofásicas de 16.6 MVA, tres para cada reactor de línea (incluye una fase de reserva común y reactores de neutro) en 400 kV en la SE Punta Final.
- Dos bancos de reactores de línea compuesto de siete unidades monofásicas de 33 MVA, tres para cada reactor de línea (incluye una fase de reserva común y reactores de neutro) en 400 kV en la SE El Barril.
- Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVA cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Mezquital.

⁷¹ Los reactores de línea incluyen su equipo serie para la conexión del elemento.

⁷² Los Condensadores Síncronos usados en las simulaciones y los valores descritos son con base a referencias al momento del análisis de la expansión los cuales pueden cambiar al seguir con el proceso de

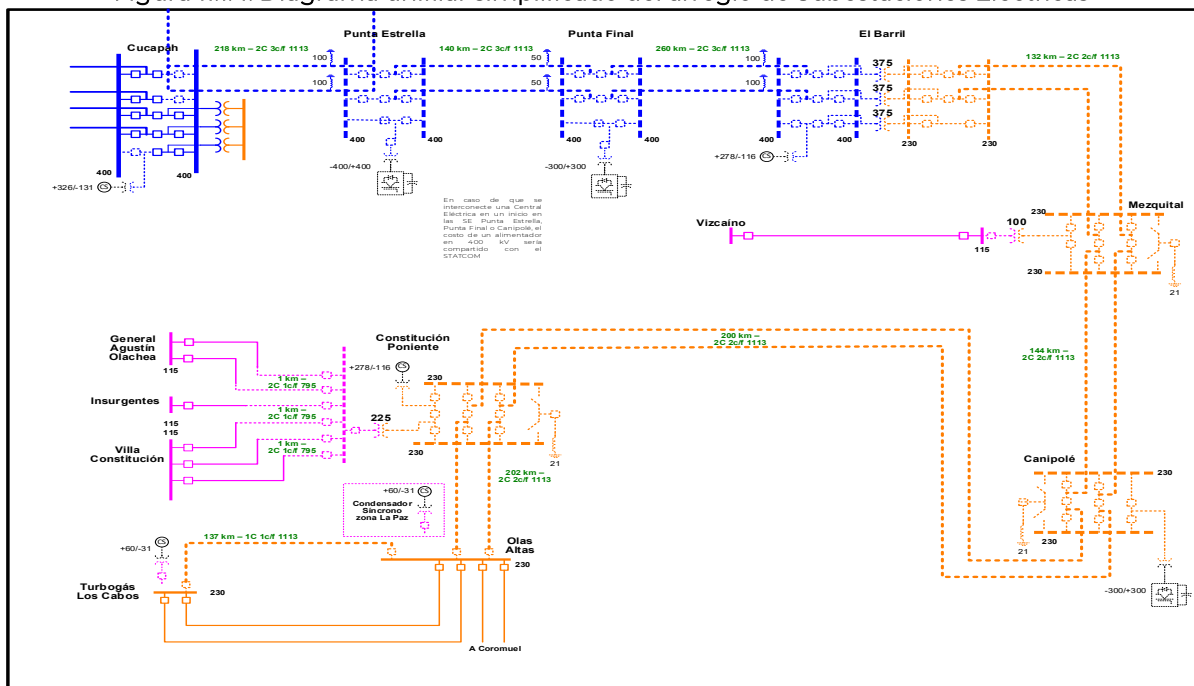
Equipo en Subestaciones Eléctricas

Estudios y al momento de licitación por parte del Transportista se deberá especificar con base a un rango alrededor del valor necesario para garantizar la Confiabilidad resultado de los estudios electrotécnicos finales.

- Cucapah: dado el arreglo que deberá tener al concluir las tres fases del Fotovoltaico Peñasco
 - Tres interruptores para completar arreglos de interruptor y medio en 400 kV
- Punta Estrella, arreglo interruptor y medio
 - Cuatro alimentadores en 400 kV
- Punta Final, arreglo interruptor y medio
 - Cuatro alimentadores en 400 kV
- El Barril, arreglo interruptor y medio
 - Tres interruptores en 400 kV
 - Cinco alimentadores en 230 kV
- Mezquital, arreglo interruptor y medio
 - Siete alimentadores en 230 kV
- Canipolé, arreglo interruptor y medio
 - Ocho alimentadores en 230 kV para para arreglo de interruptor y medio
- Constitución Poniente, arreglo interruptor y medio en 230 kV y Barra Principal y Auxiliar en 115 kV
 - Ocho Alimentadores en 230 kV
 - Seis Alimentadores en 115 kV
 - Interruptor de Amarre de barras en 115 Kv
- Olas Altas
 - Tres Alimentadores en 230 kV
 - Un Alimentador en 115 kV
- Turbogás Los Cabos
 - Un Alimentador encapsulado en SF6 en 230 kV
 - Un Alimentador en 115 kV
 - Un interruptor de amarre de barras en 115 kV.

La Figura 11.1.4 muestra el diagrama unifilar simplificado de los arreglos de las Subestaciones Eléctricas de la propuesta de la interconexión de los tres sistemas de la península de Baja California

Figura 11.1.4. Diagrama unifilar simplificado del arreglo de Subestaciones Eléctricas



La Figura 11.1.5 muestra el diagrama unifilar simplificado de las principales obras de la Alternativa 1, así como de dos refuerzos de transmisión resultantes del plan de expansión de generación-transmisión en la

zona Los Cabos en el nivel de tensión de 115 kV.

Figura 11.1.5. Diagrama unifilar simplificado, infraestructura de interconexión de los tres Sistemas de la península de Baja California⁷³



Las Figuras 11.1.6 a 11.1.8 muestran la evolución de las obras de infraestructura que el plan de expansión de generación-transmisión requiere posterior a la interconexión de los tres Sistemas.

Las obras de refuerzo resultantes de 2027 a 2045 son las siguientes:

- En 2027: LT en 115 kV entre las SE Turbogás Los Cabos a Cabo San Lucas II. Ampacidad mínima en condiciones de verano de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- En 2031: LT en 115 kV entre las SE El Palmar y San José del Cabo. Ampacidad mínima en condiciones de verano de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.

⁷³ No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial. El mapa de relieve es cortesía de NASA/JPL-Caltech. Aplica para las siguientes imágenes de relieve.

- En 2037: LT de doble circuito, tendido del primero, aislada en 230 kV y operando en 115 kV entre las SE Villa Constitución Poniente y Las Pilas. Ampacidad calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- En 2037: LT de doble circuito, tendido del primero, aislada en 230 kV y operando en 115 kV entre las SE Olas Altas y Las Pilas.
- En 2039: LT de doble circuito dos conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, tendido del primero, entre las SE El Barril y Mezquital.
- En 2039: LT de doble circuito dos conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, tendido del primero, entre las SE Mezquital y Canipolé.
- En 2040: LT de doble circuito dos conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, tendido del primero, entre las SE Canipolé y Constitución Poniente.
- En 2040: LT de doble circuito, tendido del primero, un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, entre las SE Olas Altas y El Palmar.
- En 2040: Banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA y relación de transformación de 400/230 kV en la SE Herradura, incluye alimentador (dos interruptores) de 400 kV y un alimentador (un interruptor) de 230 kV.
- En 2041: LT en 115 kV entre las SE Olas Altas y La Paz. Ampacidad mínima en condiciones de verano de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- En 2043: LT de doble circuito, tendido del primero, un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, entre las SE Presidente Juárez y Ciprés.
- En 2044: LT de doble circuito, tendido del segundo, aislada en 230 kV y operando en 115 kV entre las SE Las Pilas y Olas Altas. Ampacidad calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- En 2044: LT de doble circuito, tendido del segundo, un conductor por fase

calibre 1113 kcmil tipo ACSR, tendido del primero, entre las SE Olas Altas y El Palmar

- En 2045: LT de doble circuito, tendido del segundo, aislada en 230 kV y operando en 115 kV entre las SE Villa Constitución Poniente y Las Pilas.
- En 2045: LT en 115 kV entre las SE El Palmar y Cabo San Lucas Dos. Ampacidad mínima en condiciones de verano de calibre 1113 kcmil tipo ACSR

Figura 11.1.6. Diagrama unifilar simplificado Infraestructura 2033-2037



Figura 11.1.7. Diagrama unifilar simplificado
Infraestructura 2038-2042

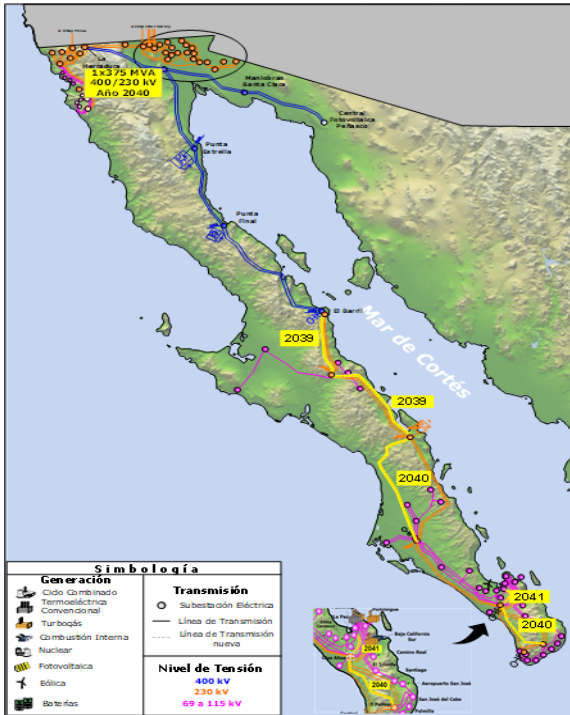
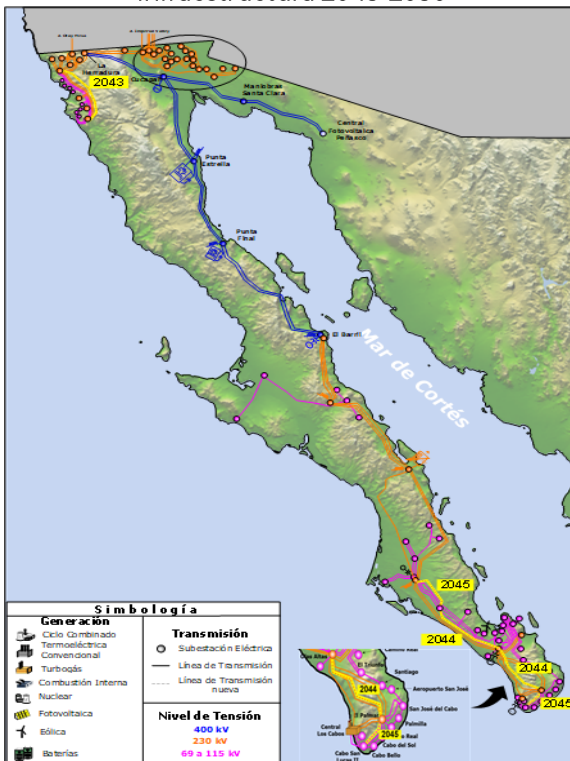


Figura 11.1.8. Diagrama unifilar simplificado
Infraestructura 2043-2050



Expansión de la generación

El plan de expansión de generación y de la transmisión utilizado por el CENACE para esta propuesta de interconexión de los tres Sistemas de la península de Baja California se realizó con la metodología que se describe en la Figura 3.1.3 del Capítulo 3.

Para esta propuesta derivado que el PIIRCE no considera la interconexión de los tres sistemas, se realizó una expansión de la generación considerando los proyectos firmes de los tres sistemas del PIIRCE 2023-2037 y se le propuso una cartera de Capacidad de Energías Limpias solar, eólica y nuclear, así como de Sistemas de Almacenamiento en las regiones con alto potencial de Energías Limpias de la península de Baja California.

La Figura 11.1.9 muestra la integración por tecnología y región. La incorporación de Sistemas de Almacenamiento con Baterías debe tener gran impulso para la transición energética. Además, como se tendrán grandes regiones, tanto en la península de Baja California como en California, con Centrales Eléctricas con base a electrónica de potencia (inversores) se debe asegurar que sea con tecnología de Grid Forming dadas las características de la interconexión.

La Figura 11.1.10 muestra la integración por tecnología y año, con los proyectos firmes de Energía Limpia.

Las Figuras 1.11.11 a 1.11.14 muestran la evolución de la integración de la Capacidad de la generación de 2023 a 2050.

Figura 11.1.9 Integración de Capacidad (MW) por tecnología y región de Energías Limpias, sin proyectos firmes.

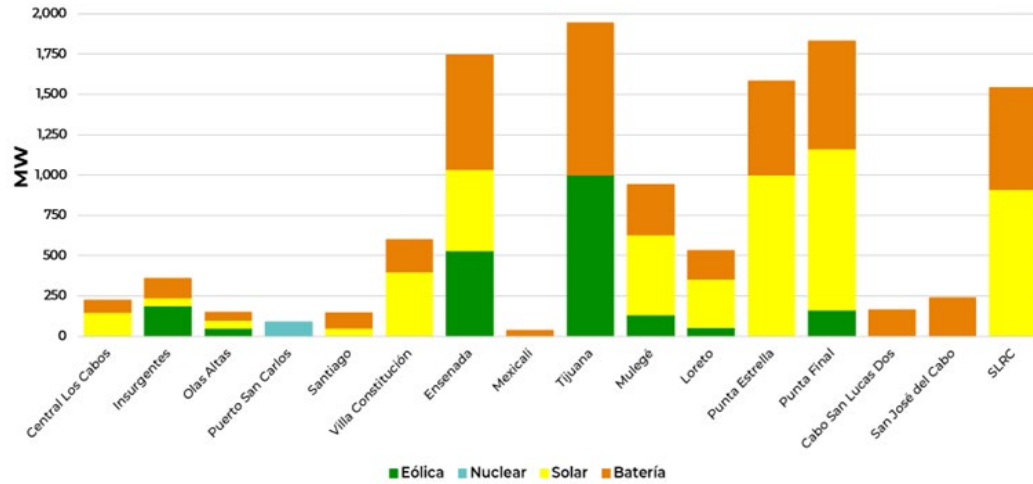
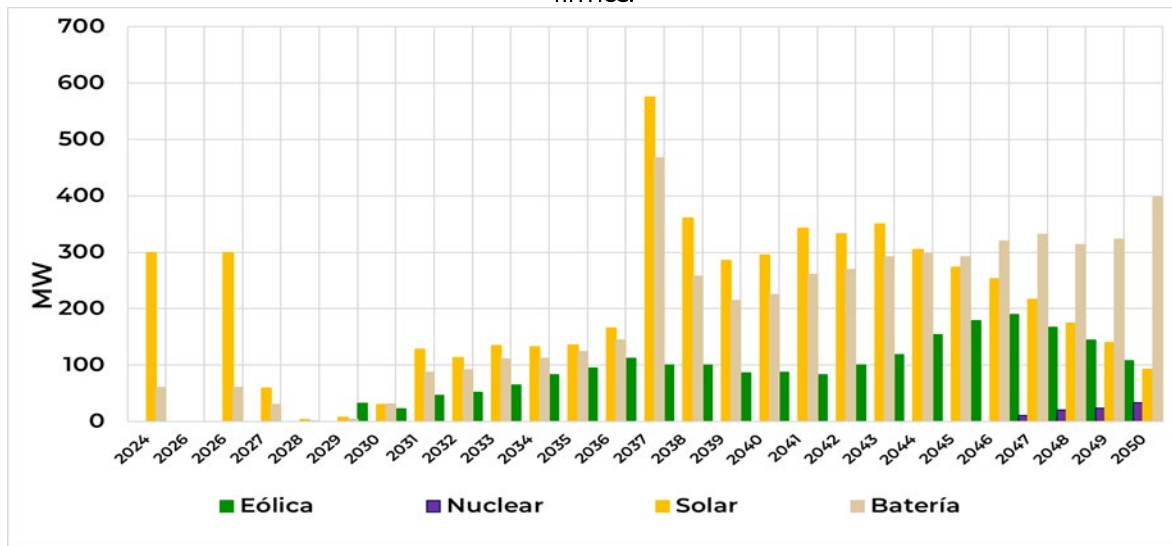


Figura 11.1.10 Integración de Capacidad (MW) por tecnología y año de Energías Limpias, con proyectos firmes.



Los valores por año son resultado del promedio del análisis estocástico de la expansión de la generación-transmisión.

De 2023 a 2027 se tiene una integración de 3,111.1 MW, la mayor capacidad es de Centrales Eléctricas Convencionales con 2,302 MW.

De 2028 a 2032 se tiene una integración de 957.8 MW, la mayor capacidad es de

Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con 582.2 MW.

De 2033 a 2037 se tiene una integración de 2,509.4 MW, la mayor capacidad es de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con 1,158.1 MW, y se observa que de Sistemas de Almacenamiento con Baterías se tiene 958.7 MW.

De 2038 a 2050 se tiene una integración de 8,921.5 MW, la mayor integración de

Capacidad es de Sistemas de Almacenamiento con Baterías se tiene 3,795.2 MW, seguido de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con 3,422.2 MW.

Las regiones con mayor integración de Capacidad son San Luis Río Colorado y Mexicali con 2,493.4 y 2,466.2 MW respectivamente, cabe mencionar que en

estas regiones se incorporan los 2,302 MW de generación térmica convencional.

Las regiones donde se incorpora una mayor Capacidad sin generación térmica convencional son Tijuana, Punta Final y Punta Estrella.

Figura 11.11 Diagrama unifilar simplificado Integración de Capacidad 2023-2027 en la península de Baja California

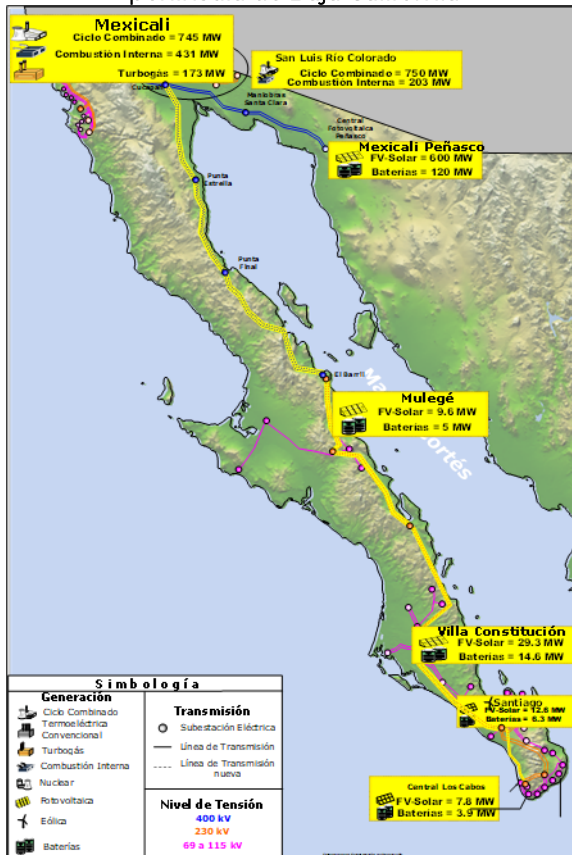


Figura 11.12 Diagrama unifilar simplificado Integración de Capacidad 2028-2032 en la península de Baja California

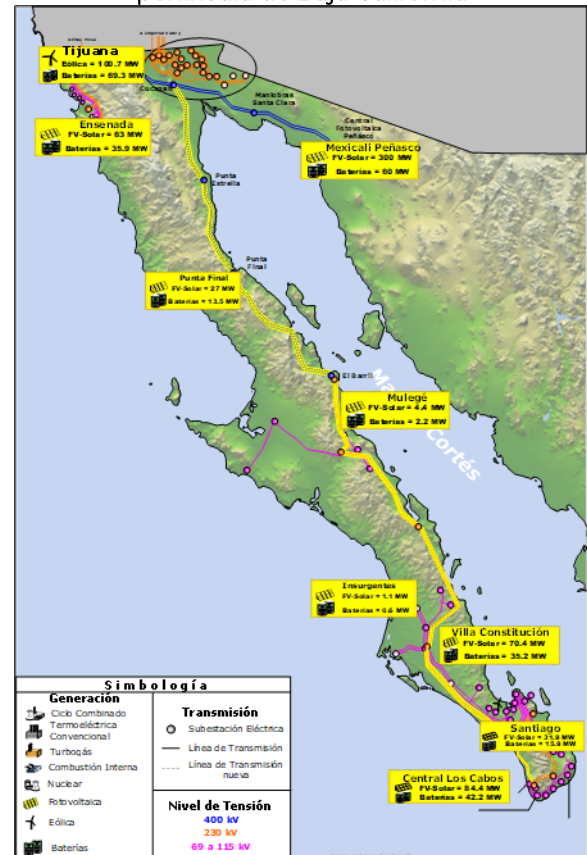


Figura 11.13 Diagrama unifilar simplificado Integración de Capacidad 2033-2037 en la península de Baja California



Figura 11.13 Diagrama unifilar simplificado Integración de Capacidad 2038-2050 en la península de Baja California



Análisis técnico en Estado Estacionario

Se presentan tres escenarios de demanda factibles de presentarse para el análisis de contingencias N-1. El Cuadro 11.1.3 muestra la generación, carga y pérdidas eléctricas I^2R para cada uno de los casos donde se analizaron las contingencias, es importante resaltar que para los casos se incorporaron 2,774 MW de generación FV adicionales a las tres fases del Peñasco FV e inyectando al

90 %, con 1,175 MW de Almacenamiento adicionales a los 180 de Peñasco FV.

En el escenario de las 14 horas con una demanda de 2,412 MW se presenta exportación al WECC por los enlaces, se tienen los bancos de batería absorbiendo a su máxima capacidad y sólo una Central Eléctrica térmica con gas sincronizada con 160 MW, el resto son Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

Cuadro 11.1.3. Generación y demanda (MW) de escenarios para contingencias en estado estacionario N-1

Escenario	Carga + Pérdidas	Región	Gen	Carga	Pérdidas
17 horas verano escenario 1	4,713	San Luis Río Colorado	590	446	8
		Mexicali	3,028	1,788	70
		Tecate	3	91	1
		Tijuana	251	1,142	27
		Ensenada	318	325	12
		Mulegé	208	36	17
		Baja California Sur	320	696	55
		Total	4,718	4,523	190
17 horas verano escenario 2	5,246	San Luis Río Colorado	649	514	10
		Mexicali	3,087	1,959	73
		Tecate	3	96	1
		Tijuana	547	1,279	29
		Ensenada	320	374	14
		Mulegé	208	38	16
		Baja California Sur	432	783	60
		Total	5,245	5,042	204
14 horas invierno escenario 3	2,412	San Luis Río Colorado	0	150	1
		Mexicali	1,892	605	62
		Tecate	3	69	0
		Tijuana	0	891	21
		Ensenada	169	213	4
		Mulegé	208	18	6
		Baja California Sur	232	357	15
		Total	2,504	2,303	110

Las Figuras 1.11.14 y 1.11.15 muestran los diagramas unifilares simplificados del Escenario 1 del Cuadro 1.11.3, con flujos de potencia activa y reactiva, así como las tensiones de los elementos principales asociados a la interconexión de los tres sistemas de la península de Baja California.

Figura 11.14 Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de 400 kV del estado de Baja California hasta Mulegé



Figura 11.15 Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de 230 kV de Mulegé a Los Cabos



La Figura 11.16 presenta el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de 400 kV del estado de Baja California hasta Mulegé ante la salida de una Línea de Transmisión entre las SE Cucapah y Punta Estrella, se observa que el STATCOM en la SE Punta Estrella aporta 168 MVAR y el Condensador Síncrono de la SE Cucapah aporta 125 MVAR para el control de tensión.

Figura 11.16 Diagrama unifilar simplificado salida de LT entre SE Punta Estrella y Cucapah.



La Figura 11.17 presenta el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de 230 kV de Mulegé a Los Cabos ante la salida de una Línea de Transmisión entre las SE Canipolé y Constitución Poniente, se observa que el STATCOM en la SE Canipolé aporta 142 MVAR y el Condensador Síncrono de la SE Constitución Poniente aporta 106 MVAR para el control de tensión. La Línea de transmisión en operación al ser de 2 conductores por fase 1113 kcmil tipo ACSR soporta en condiciones estimadas de

verano con una irradiación solar de 1,000 w/m² y 40 °C temperatura 730-740 MVA.

Figura 11.1.16 Diagrama unifilar simplificado salida de LT entre SE Canipolé y Constitución Poniente.



Los Cuadros 11.1.4 a 11.1.6 presentan los flujos de potencia activa (MW) para los tres escenarios del Cuadro 11.1.3, se puede observar que no se presentan sobrecargas para contingencias N-1 en análisis de estado estacionario.

Los Cuadros 11.1.7 a 11.1.9 presentan las tensiones (kV) para los tres escenarios del Cuadro 11.1.3, se puede observar que no se presentan sobrecargas para contingencias N-1 en análisis de estado estacionario.

Cuadro 11.1.4 Flujos de potencia activa (MW) condición de verano 17 horas, escenario 1.

Compuerta/N-1	Escenario 1, 17 horas verano demanda de 4,713 MW									
	Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
COSTA-VALLE (230 kV)	MW	246.95	327.92	246.52	246.93	246.88	246.28	245.76	245.96	246.59
2LT CUC-HRA + COSTA-VALLE (230 kV)		1010.87	941.01	1006.91	1010.63	1010.21	1004.74	1000.06	1001.82	1007.61
IV-ROA + TIJ-OTAY		5.20	-1.18	-1.96	4.76	4.00	-5.86	-14.32	-11.15	-0.68
2 LT HRA-TIJ		564.08	510.95	561.25	563.91	563.61	559.70	556.35	557.60	561.75
2 LT CPE-CUC		722.32	722.32	722.32	721.86	721.07	710.79	701.98	705.29	716.19
2 LT CPF-CPE		225.37	225.37	225.37	225.37	224.12	213.80	204.95	208.28	219.22
2 LT CEB-CPF		272.01	272.01	272.01	272.01	273.26	283.58	292.42	289.10	278.16
2 LT CEB-MEZ		466.04	466.04	466.04	466.04	466.04	477.47	486.24	482.95	472.13
2 LT CMC-CPN		502.90	502.90	502.90	502.90	502.90	502.90	521.65	518.61	508.56
2 LT CPN-OLA		390.35	390.35	390.35	390.35	390.35	390.35	390.35	356.24	393.81
OLA-TCB + 2 LT OLA-ELP + ETR-BUV		361.82	361.82	361.82	361.82	361.82	361.82	361.82	362.16	365.96

Cuadro 11.1.5 Flujos de potencia activa (MW) condición de verano 17 horas, escenario 2.

Compuerta/N-1	Escenario 2, 17 horas verano demanda de 5,246 MW									
	Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
COSTA-VALLE (230 kV)	MW	233.01	312.35	232.56	232.98	232.95	232.40	231.76	231.92	232.53
2LT CUC-HRA + COSTA-VALLE (230 kV)		983.39	914.93	979.22	983.11	982.81	977.83	971.98	973.37	979.03
IV-ROA + TIJ-OTAY		-0.43	-6.47	-7.95	-0.93	-1.47	-10.47	-21.03	-18.52	-8.29
2 LT HRA-TIJ		545.40	493.49	542.42	545.20	544.99	541.42	537.23	538.23	542.28
2 LT CPE-CUC		739.97	739.97	739.97	739.44	738.89	729.51	718.51	721.13	731.78
2 LT CPF-CPE		243.10	243.10	243.10	243.10	242.01	232.59	221.55	224.18	234.87
2 LT CEB-CPF		254.28	254.28	254.28	254.28	255.37	264.79	275.83	273.20	262.51
2 LT CEB-MEZ		448.49	448.49	448.49	448.49	448.49	458.88	469.82	467.22	456.64
2 LT CMC-CPN		514.11	514.11	514.11	514.11	514.11	514.11	533.99	531.57	521.72
2 LT CPN-OLA		404.60	404.60	404.60	404.60	404.60	404.60	404.60	370.06	409.46
OLA-TCB + 2 LT OLA-ELP + ETR-BUV		412.17	412.17	412.17	412.17	412.17	412.17	412.17	412.72	417.79

Cuadro 11.1.6 Flujos de potencia activa (MW) condición de invierno 14 horas, escenario 3.

Compuerta/N-1	Escenario 3, 14 horas invierno demanda de 2,412 MW									
	Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
COSTA-VALLE (230 kV)	MW	183.36	270.80	182.42	183.21	183.36	183.31	183.20	183.19	183.28
2LT CUC-HRA + COSTA-VALLE (230 kV)		1003.45	929.23	994.91	1002.09	1003.43	1002.99	1001.94	1001.88	1002.74
IV-ROA + TIJ-OTAY		91.82	84.85	76.46	89.37	91.79	90.99	89.11	89.00	90.54
2 LT HRA-TIJ		595.40	539.00	589.30	594.42	595.39	595.07	594.32	594.28	594.89
2 LT CPE-CUC		1038.57	1038.57	1038.57	1035.98	1038.54	1037.70	1035.71	1035.60	1037.22
2 LT CPF-CPE		543.84	543.84	543.84	543.84	543.80	542.95	540.95	540.83	542.47
2 LT CEB-CPF		46.40	46.40	46.40	46.40	46.40	45.51	43.50	43.39	45.03
2 LT CEB-MEZ		149.38	149.38	149.38	149.38	149.38	150.27	152.27	152.39	150.74
2 LT CMC-CPN		218.53	218.53	218.53	218.53	218.53	218.53	221.36	221.48	219.87
2 LT CPN-OLA		189.44	189.44	189.44	189.44	189.44	189.44	189.44	170.68	190.00
OLA-TCB + 2 LT OLA-ELP + ETR-BUV		200.42	200.42	200.42	200.42	200.42	200.42	200.42	200.40	201.44

Cuadro 11.1.7 Tensión en barras de 230 y 400 kV condición de verano 17 horas, escenario 1.

Barra / N-1		Escenario 1, 17 horas verano demanda de 4,713 MW									
		Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
Cucapah	CUC-400	kV	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0
	CUC-230		234.3	234.2	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3
Herradura	HRA-230		230.4	228.6	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4
	HRA-400		402.7	398.1	402.7	402.7	402.7	402.8	402.8	402.8	402.7
Central Punta Estrella	CPE-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
Central Punta Final	CPF-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
Central El Barril	CEB-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
	CEB-230		234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	233.0	234.4	234.5	234.5
El Mezquital	MEZ-230		232.8	232.8	232.8	232.8	232.8	225.9	232.3	232.4	232.7
Cuadro de Maniobras Canipolé	CMC-230		232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3
Constitución Poniente	CPN-230		232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3
Olas Altas	OLA-230		234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	231.3	233.0
Turbogás Los Cabos	TCB-230		233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	232.7	232.8
El Palmar	ELP-115		116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	115.9	115.8
	ELP-230		233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.2	233.0

Cuadro 11.1.8 Tensión en barras de 230 y 400 kV condición de verano 17 horas, escenario 2

Barra / N-1		Escenario 1, 17 horas verano demanda de 4,713 MW									
		Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
Cucapah	CUC-400	kV	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0
	CUC-230		234.3	234.2	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3	234.3
Herradura	HRA-230		230.4	228.6	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4	230.4
	HRA-400		402.7	398.1	402.7	402.7	402.7	402.8	402.8	402.8	402.7
Central Punta Estrella	CPE-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
Central Punta Final	CPF-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
Central El Barril	CEB-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
	CEB-230		234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	233.0	234.4	234.5	234.5
El Mezquital	MEZ-230		232.8	232.8	232.8	232.8	232.8	225.9	232.3	232.4	232.7
Cuadro de Maniobras Canipolé	CMC-230		232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3
Constitución Poniente	CPN-230		232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3
Olas Altas	OLA-230		234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	231.3	233.0
Turbogás Los Cabos	TCB-230		233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	233.1	232.7	232.8
El Palmar	ELP-115		116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	116.1	115.9	115.8
	ELP-230		233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.6	233.2	233.0

Cuadro 11.1.8 Tensión en barras de 230 y 400 kV condición de verano 17 horas, escenario 3

Barra / N-1		Escenario 3, 14 horas invierno demanda de 2,412 MW									
		Unidad	Caso Base	Salida LT CUC-HRA	Salida LT CPE-CUC	Salida LT CPF-CPE	Salida LT CEB-CPF	Salida LT CEB-MEZ	Salida LT CMC-CPN	Salida LT CPN-OLA	Salida LT OLA-TCB
Cucapah	CUC-400	kV	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0
	CUC-230		234.9	234.6	234.9	234.9	234.9	234.9	234.9	234.9	234.9
Herradura	HRA-230		233.0	231.4	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0
	HRA-400		405.6	401.8	405.7	405.6	405.6	405.6	405.6	405.6	405.6
Central Punta Estrella	CPE-400		404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0	404.0
Central Punta Final	CPF-400		408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0
Central El Barril	CEB-400		408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0	408.0
	CEB-230		235.5	235.5	235.5	235.5	235.5	234.9	235.5	235.5	235.5
El Mezquital	MEZ-230		236.5	236.5	236.5	236.5	236.5	235.0	236.5	236.5	236.5
Cuadro de Maniobras Canipolé	CMC-230		232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3
Constitución Poniente	CPN-230		234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	234.6	234.6
Olas Altas	OLA-230		238.6	238.6	238.6	238.6	238.6	238.6	238.6	237.0	238.0
Turbogás Los Cabos	TCB-230		235.0	235.0	235.0	235.0	235.0	235.0	235.0	234.7	234.4
El Palmar	ELP-115		117.1	117.1	117.1	117.1	117.1	117.1	117.1	117.0	116.9
	ELP-230		234.7	234.7	234.7	234.7	234.7	234.7	234.7	234.4	234.2

A continuación, se presentan los resultados de la Evaluación Económica entre el plan de expansión de generación-transmisión aislados los tres Sistemas contra los tres Sistemas Interconectados a partir de 2027. Los resultados son comparando los resultados determinísticos.

Los costos de la infraestructura se realizaron considerando el COPAR 2021, por lo que, se deberá una vez aceptado el proyecto para su inclusión en el capítulo 9 de proyectos identificados evaluar con COPAR, escenarios de demanda y consumo vigentes.

Los beneficios totales se estiman a Valor Presente (VP) 2024 en 2,102.8 millones de dólares, los beneficios principales son 1,487 millones de dólares que corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación y mantenimiento.

El Cuadro 11.1.9 muestra los indicadores económicos para el plan de expansión de generación-transmisión determinístico de la interconexión de los tres Sistemas con la incorporación de Energías Limpias.

Con un beneficio neto de 750.2 millones de dólares a VP 2024 y una relación beneficio-costo de 1.55.

El Cuadro 1.11.10 muestra los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión. Estas sensibilidades muestran, que el proyecto soporta un incremento del 55 % en el costo de inversión para una relación beneficio-costo unitaria.

Cuadro 11.1.9. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa de interconexión de los tres sistemas de la península de Baja California.

Resumen de Beneficios y Costos de la Red Interconexión de los tres Sistemas (SIBC-SIM-SIBCS)							
Inversión en Generación y Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
626	-	1,487	-10	2,103	1,353	750	1.55

Millones de USA \$ en VP 2024

Cuadro 11.1.10. Sensibilidad al costo de inversión de la Alternativa de interconexión de los tres sistemas de la península de Baja California.

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión [∇]	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) [∇]
-25	1,014	2.07	1,088
-20	1,082	1.94	1,021
-15	1,150	1.83	953
-10	1,217	1.73	885
-5	1,285	1.64	818
0	1,353	1.55	750
5	1,420	1.48	683
10	1,488	1.41	615
15	1,555	1.35	547
20	1,623	1.30	480
25	1,691	1.24	412
55	2,103	1.00	0.0

[∇] Millones de USA \$ en VP de 2024

Conclusión

La interconexión de los tres Sistemas de la península de Baja California es técnica y económicamente viable.

Cumple con los criterios de planeación para la incorporación de Centrales Eléctricas publicados en el PRODESEN 2022-2036.

Permite la integración gradual económica y técnicamente viable de Centrales Eléctricas con Energía Limpia (fotovoltaica, eólica y nuclear) para el cumplimiento de Metas de reducción de emisiones de GEI; permite la integración de elementos para la Flexibilidad Operativa como: Sistemas de Almacenamiento con Baterías, STATCOM y Condensadores Síncronos que son tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes. Lo anterior, en cumplimiento de la LTE.

Garantiza la operación de los proyectos estratégicos de Ciclos Combinados y el FV-Peñasco.

Favorece la instalación y por lo tanto la inversión de Centrales Eléctricas e incentiva el desarrollo económico de la región.

Garantiza en el largo plazo el Suministro Eléctrico de los Usuarios Finales, promoviendo el desarrollo industrial, minero, turístico, agrícola y comercial de la península de Baja California.

Garantiza la Continuidad y servicio de energía eléctrica a los Usuarios Finales.

Disminuirá los costos de operación de los sistemas eléctricos de Baja California lo que

favorecerá y motivará el crecimiento económico de la zona.

Elimina la aplicación de protocolos correctivos.

Las simulaciones en Estado Estacionario (flujos de carga) ante contingencias Categoría B del CdR muestran que la Red Eléctrica de Interconexión soporta la contingencia sencilla más severa, pero se deben validar con simulaciones en el dominio del tiempo con estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos y probablemente Estudios en el dominio de la frecuencia. Estos Estudios pueden determinar que se requiere de algún otro elemento de transmisión (reactores, elementos dinámicos de compensación) que garantice la operación con Confiabilidad.

I23-SIN1 Interconexión del Sistema Interconectado Baja California al SIN

De los objetivos del gobierno federal, es desarrollar la infraestructura de generación y transmisión necesaria en la península de Baja California para garantizar en el mediano y largo plazos, el suministro de energía eléctrica. Además, bajo criterios de soberanía y seguridad energéticas se reduzcan de forma gradual y progresiva los impactos ambientales de la producción de energía eléctrica con una mayor participación de Energías Limpias.

Desde hace más de 15 años, se han realizado diversos estudios técnicos para interconectar los Sistemas Interconectados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé con el resto del Sistema Eléctrico Nacional de manera que se tenga un

Sistema Eléctrico Nacional integrando todo el país, estas propuestas se han diferido a través de los años motivados por las políticas públicas que han cancelado o pausado la realización y consolidación de las propuestas presentadas.

El CENACE desde 2016 ha propuesto proyectos para garantizar la operación confiable, segura y sostenible futura del SIBC al interconectarlo al SIN a través de enlaces en corriente directa, uno de la región de Hermosillo a Mexicali que interconectaba el SIBC con SIN, el cual se canceló.

- Cancelación de la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico de Baja California y el Sistema Interconectado Nacional.

En los últimos años se programaron Centrales de Ciclo Combinado en SIBC y SIBCS en cumplimiento con lo establecido 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. Además se han propuesto proyectos con tecnologías que utilizan los recursos renovables en la región, con lo que se diversificarán las fuentes de generación eléctrica, para ello, el gobierno federal tiene como proyecto prioritario la entrada en operación de generación fotovoltaica en el norte de Sonora que se ha denominado Central Fotovoltaica Peñasco Fases II, III y IV que consisten en incorporar hasta 880 MW de capacidad instalada en el SIBC mediante la instalación de paneles solares, al mismo tiempo, considera la utilización de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías que permitirán ser utilizadas en las condiciones de mayor demanda, particularmente en el pico de la noche, evitando con ello nuevos proyectos de generación turbogás.

Actualmente, se está desarrollando la segunda etapa del Parque Fotovoltaico Puerto Peñasco, y consiste en desarrollar la Red Eléctrica de transmisión necesaria para que la generación sea enviada a la zona Mexicali en Baja California.

En 2028 que se concluye la última etapa y una vez que entre en operación, se tendrá una Red de Transmisión de transmisión en 400 kV desde la zona Puerto Peñasco en el ámbito de la GCR Noroeste y la zona Mexicali en la SE Cucapah. Es decir, se tiene

la infraestructura de Red Eléctrica de Transmisión en 400 kV a menos de 100 km de longitud aproximada a la SE Seis de Abril a través de la cual sería posible interconectarse al SIN.

Por lo anterior, se realiza un análisis preliminar para determinar la infraestructura necesaria en cuanto a la Red Eléctrica de transmisión, transformación y compensación que permita llevar a cabo la integración del sistema interconectado de Baja California, mediante una estación convertidora HVDC (High Voltage Direct Current) por sus siglas en inglés, tipo back to Back y tecnología a base de convertidoras de potencia con topología VSC que considera semiconductores tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) por sus siglas en inglés.

Se requiere de una propuesta de Red Eléctrica de transmisión alineada con la infraestructura futura de generación para la transición energética, que permitan los intercambios de excedentes de generación entre el SIBC y el SIN.

Consideraciones, ventajas y desventajas de interconectar el SIBC al resto del SIN

Al interconectar el SIBC al SIN se incrementará la Confiabilidad en el Suministro Eléctrico de ambos sistemas, ya que se tendrán diversos apoyos que resultan al interconectar dos sistemas eléctricos como son: apoyo ante situaciones de emergencia, arranque negro ante la eventualidad de colapso en la región y será posible compartir los beneficios de la integración de generación de Energías Limpias en la región, se tendrá una integración regional de los Mercados Eléctricos de México; creando la oportunidad de desarrollo económico regional.

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 SEN, minimizar las congestiones en la RNT, incentivar una expansión eficiente de la generación, aplicación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes y reducción en los costos de producción totales. Al interconectar los sistemas aislados se origina un sistema resultante coincidente que reduce la demanda resultante a suministrar.

La evaluación del proyecto se espera que incluya los siguientes beneficios:

- Ahorros en los costos de inversión: en infraestructura de generación y transmisión en el largo plazo.
- Ahorro en costos de producción: por combustibles y operación y mantenimiento.
- Ahorros por reducción de costos de ENS.
- Será posible incrementar la integración de Energía Limpia.
- Se integra la península de Baja California a la SIN.
- Integración del mercado eléctrico del SIBC y el SIN.
- Factibilidad de integración de un mercado eléctrico internacional.
- Reducción de emisiones de GEI.

Al igual que el proyecto de la interconexión de los tres sistemas de la península de Baja California, se requiere de una reingeniería y enfocarse en cumplir con la Confiabilidad, las metas de producción de Energía Limpia, reducción de GEI y reducción de costos de producción, para garantizar a la población una fuente de energía eléctrica con los

menores impactos ambientales y atractiva para los procesos productivos del denominado *nearshoring*.

Como se describe en el proyecto I23-BC1, la estrategia expansionista pro-activa, se mantiene siempre adelante del crecimiento de la demanda para promover la inversión en las regiones y permite la integración de generación, minimiza la posibilidad de congestiones, aumenta la Confiabilidad y seguridad en el sistema, pero principalmente reduce los costos de producción con el incremento en la participación de nuevas fuentes de generación.

Descripción del proyecto que atienden la problemática identificada.

El proyecto considera la interconexión del SIBC con el SIN mediante una estación convertidora del tipo espalda con espalda (Back to Back tipo HVDC-SVC) en un nivel de tensión de ± 400 kV mediante el cual ambos sistemas estarán desacoplados eléctricamente. La estación convertidora se instalaría en la SE Puerto Peñasco Dos que estaría conectado eléctricamente al SIBC en el ámbito de la GCRBC.

En caso de llevarse a cabo este proyecto es necesario que el proyecto I23-NT1 descrito en la sección de identificados del Capítulo 9 se desarrolle, así como el proyecto instruido I20-SIN1.

Alternativa en Estudio

Transmisión:

- LT Puerto Peñasco Dos – Seis de Abril, de doble circuito, con una longitud estimada de 94 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, operada inicialmente en 230 kV.

- LT Puerto Peñasco Dos – Puerto Peñasco Uno de doble circuito, con una longitud estimada de 7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Puerto Peñasco Uno entronque Seis de Abril – Mar de Cortés, doble circuito, con una longitud estimada de 0.50 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Puerto Peñasco Uno entronque Seis de Abril – Mar de Cortés, doble circuito, con una longitud estimada de 0.50 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, aislada y operada en 115 kV.
- LT Mar de Cortes entronque Puerto Peñasco Uno – Puerto Peñasco, doble circuito, con una longitud estimada de 0.50 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, aislada y operada en 115 kV.
- LT Seis de Abril – Industrial Caborca, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 49 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Santa Ana – Industrial Caborca, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 110 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT Puerto Libertad – Esperanza, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 195 km y dos conductores por fase, calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, operada inicialmente en 230 kV.
- LT Seri – Esperanza, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 68 km y dos conductores por fase, calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, operada inicialmente en 230 kV.
- LT Ciudad Obregón Tres – El Mayo, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 95 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.
- LT El Mayo – Choacahui, doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 125 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV, aislada y operada en 230 kV.

Equipo asíncrono:

- Estación convertidora tipo espalda con espalda con fuentes convertidoras de tensión (Back to Back tipo HVDC SVC), con 600 MVA de capacidad (500 MW) y relación de tensión $\pm 400/400$ kV. La estación considera todos los requerimientos de transformación, compensación reactiva y para garantizar el nivel de corto circuito para la operación de la electrónica de potencia (condensador síncrono), así como lo que se requiera para su óptima operación.

Transformación:

- Tres bancos de transformación, el primero compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y los otros dos bancos de transformación estarán compuestos de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una, los tres tendrán una capacidad total de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV en la SE Puerto Peñasco Dos.
- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 50 MVA cada una (se incluye fase de reserva) con una capacidad total de 150 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Mar de Cortés.

Compensación:

- Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Puerto Peñasco Dos.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Seis de Abril.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Puerto Libertad.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Esperanza.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Industrial Caborca.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE Ciudad Obregón Tres.
 - Un banco de reactores de barra compuesto de cuatro unidades monofásicas de 7 MVAR cada una (incluye una fase de reserva y reactor de neutro) en 230 kV en la SE El Mayo.
 - Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 100/-100 MVAR en 230 kV en la SE Santa Ana.
- para la LT Puerto Peñasco Dos – Puerto Peñasco Uno.
- Cuatro alimentadores en 230 kV en la SE Puerto Peñasco Uno, dos para la LT Puerto Peñasco Dos – Seis de Abril y dos para la LT Puerto Peñasco Uno entronque Seis de Abril – Mar de Cortés. Adicionalmente requiere dos alimentadores en 115 kV para la LT Puerto Peñasco Uno entronque Seis de Abril – Mar de Cortés.
 - Dos alimentadores en la SE Mar de Cortés para la LT Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco Uno – Puerto Peñasco. Uno en 230 kV y el segundo en 115 kV.
 - Tres alimentadores en 230 kV en la SE Seis de Abril, dos para la LT Puerto Peñasco Dos – Seis de Abril y uno para la LT Seis de Abril – Industrial Caborca.
 - Dos alimentadores en 230 kV en la SE Industrial Caborca, para la LT Industrial Caborca entronque Seis de Abril – Santa Ana.
 - Un alimentador en 230 kV la SE Santa Ana para la LT Industrial Caborca – Santa Ana.
 - Un alimentador en la SE Puerto Libertad para la LT Puerto Libertad – Esperanza.
 - Dos alimentadores en 230 kV en la SE Esperanza, para la LT Esperanza -Puerto Libertad y LT Esperanza – Seri.
 - Un alimentador 230 kV en la SE Seri para la LT Seri – Esperanza.
 - Dos alimentadores en 230 kV en la SE El Mayo, para la LT Ciudad Obregón Tres - El Mayo y LT El mayo - Choacahui.
 - Un alimentador en 230 kV en la SE Ciudad Obregón para la LT Ciudad Obregón Tres – El Mayo.
 - Un alimentador en 230 kV en la SE Choacahui para la LT El Mayo – Ciudad Obregón.
 - Se requieren adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas Seis de Abril, Industrial Caborca, Santa Ana, Puerto Libertad, esperanza, Seri, Ciudad Obregón Tres, El Mayo y Choacahui.

Equipo en Subestaciones Eléctricas

- Cuatro alimentadores en 230 kV en la SE Puerto Peñasco Dos, dos para la LT Puerto Peñasco Dos – Seis de Abril y dos

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.

La Figuras 11.2.1 muestra el diagrama unifilar simplificado de la Alternativa en Estudio en el estado de Sonora.

La 11.2.2 muestra el diagrama unifilar simplificado de las obras en estudio de la región norte del estado de Sonora asociadas a la interconexión de la península de Baja California a través del SIBC con la Red Eléctrica en la GCR Noroeste del SIN.

La 11.2.3 muestra el diagrama unifilar simplificado de las obras en estudio de la región sur del estado de Sonora asociadas a la interconexión e integración de Energías Limpias.

Figura 11.2.1 Diagrama unifilar simplificado de Red Eléctrica en Estudio⁷⁴



⁷⁴ No describe información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial.

Figura 11.2.2 Diagrama unifilar simplificado de Red Eléctrica en la región del norte de Sonora

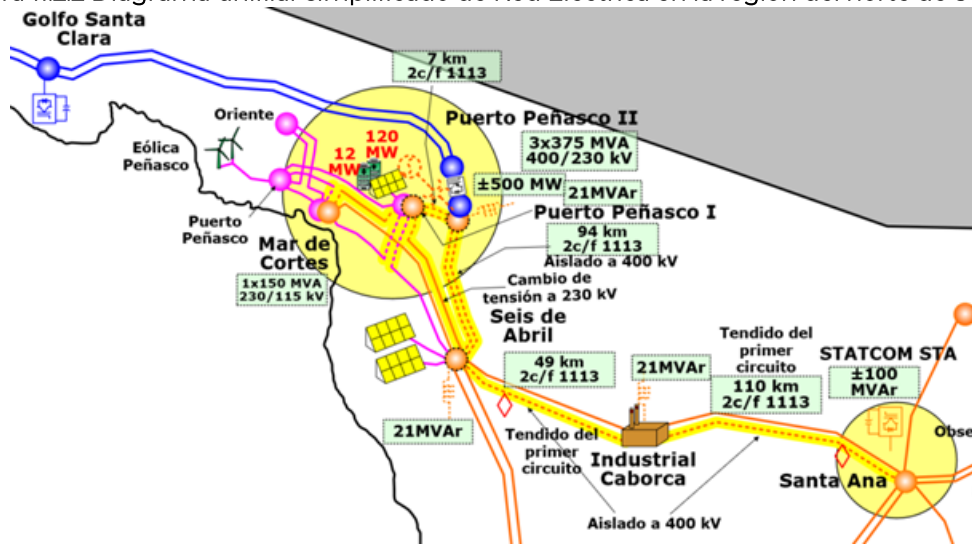
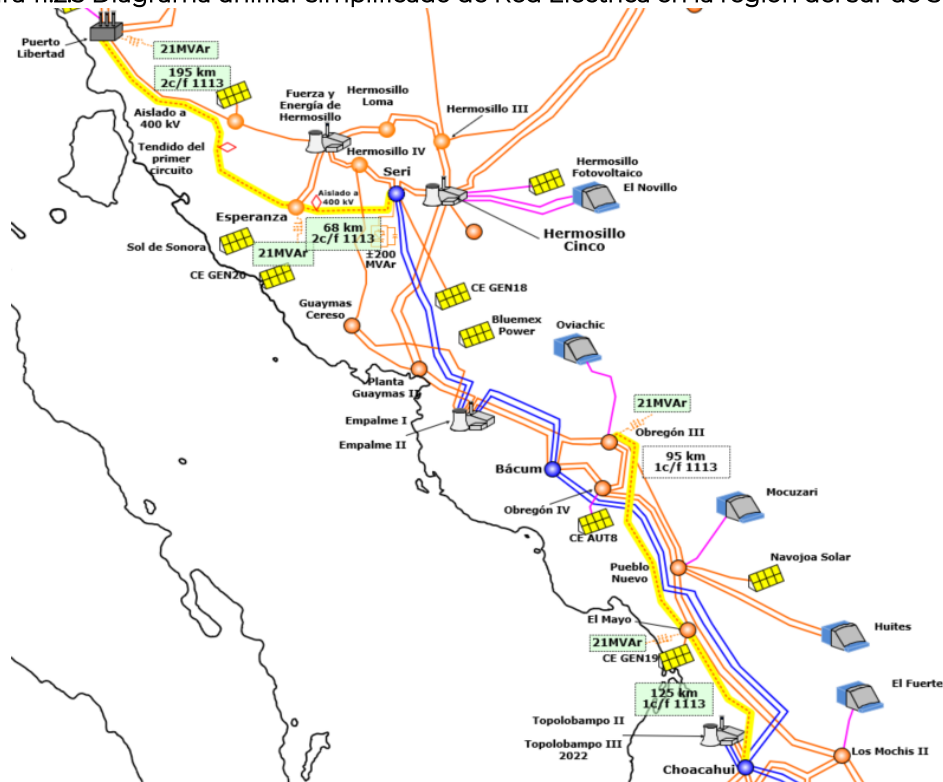


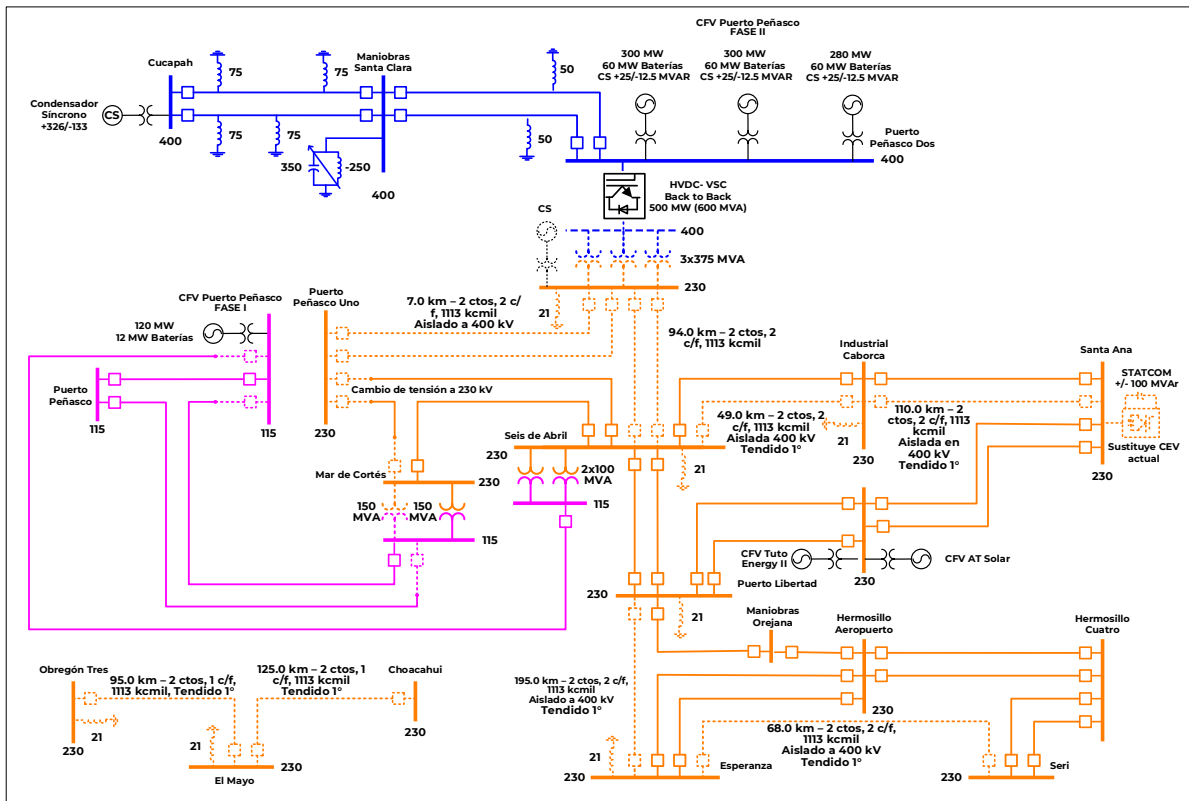
Figura 11.2.3 Diagrama unifilar simplificado de Red Eléctrica en la región del sur de Sonora



La Figura 11.2.4 describe con un diagrama unifilar simplificado las obras asociadas a la propuesta en Estudio.

Este proyecto en Estudio fortalece la integración del SEN, garantiza la integración de Energía Limpia de forma gradual en las regiones del Noroeste y Norte del país en conjunto con los proyectos I23-NTI e I23-BCI.

Figura 11.2.4 Diagrama unifilar simplificado de las obras asociadas a la interconexión BC-SIN en Puerto Peñasco.



Proyectos de ampliación con base al PIIRCE 2023-2037

Al elaborar un plan de expansión de generación, como el PIIRCE, con un modelo simplificado a través de regiones se genera un listado de refuerzo de Red Eléctrica entre las regiones para satisfacer la función objetivo y los criterios con los que se elaboró en plan de expansión de generación.

Adicionalmente a los dos proyectos en Estudio propuestos que se presentaron I23-BCI e I23-SIN1, se tienen otros seis proyectos en Estudio resultantes del PIIRCE 2023-2037 que se listan a continuación en el Cuadro 11.3.1.

En los resultados de expansión de la transmisión como resultado del PIIRCE

2023-2037 también se tiene el refuerzo entre las regiones de Obregón y Los Mochis como resultado de la integración de 1,120 MW de Energía Limpia Fotovoltaica entre 2024-2030. El refuerzo se incluye dentro del proyecto en Estudio I23-SIN1, ya que se debe analizar en conjunto con la interconexión BC-SIN ya que esta puede modificar la integración de Energías Limpias en el estado de Sonora.

Asimismo, el resultado de expansión de la transmisión también arrojó como resultado refuerzos entre las regiones de Moctezuma-Chihuahua, Chihuahua-Río Escondido, Chihuahua-Camargo y Laguna-Salttillo del periodo 2028 a 2033, tomando en cuenta que todos están asociados a la integración de Energías Limpias en los estados de Sonora, Chihuahua, Durango y la región Laguna se propone el Capítulo 9 el proyecto I23-NTI que permite en conjunto con el refuerzo de Obregón-Los Mochis la integración de aproximadamente 5, 000 MW de Energía Limpia fotovoltaica con 1,500 de Sistemas de Almacenamiento con Baterías entre 2024-2033. Se debe tener en cuenta que la integración de esta capacidad no incluye en los estudios del PIIRCE 2023-2037 los requerimientos de compensación fija o dinámica, elementos de Redes Eléctricas Inteligentes, con su planeación requiere de Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, además que la tecnología Grid Forming se encuentre madura y asequible, que se espera este para el siguiente lustro.

Cuadro 11.3.1 Refuerzo de Red Eléctrica resultado del PIIRCE 2023-2037

Año	Número	Región Origen	Región Destino
2029	1	Nuevo Laredo	Reynosa
2030	2	Veracruz	Poza Rica
2032	3	Puebla	Veracruz
2032	4	Pinotepa Nacional	Oaxaca
2033	5	Morelos	Acapulco
2035	6	Centro	Puebla

Refuerzo Nuevo Laredo-Reynosa

La Red Eléctrica de transmisión entre estas dos regiones está compuesta por dos Líneas de Transmisión en 138 kV, con los resultados del PIIRCE 2023-2037 que deben satisfacer en el horizonte de la planeación las políticas, normativa y compromisos internacionales adquiridos por el país, se observa que se tiene un incremento de Energías Limpias en el estado de Tamaulipas, si bien se tiene el proyecto “Red de transmisión Reynosa – Monterrey” pausado, en el PIIRCE se modeló con entrada en operación en 2029.

La adición indicativa del PIIRCE es de aproximadamente 2,300 MW de Energía Limpia Eólica y 695 MW de Sistemas de Almacenamiento con Baterías entre 2024-2031, además de 531 MW de térmica convencional con gas natural.

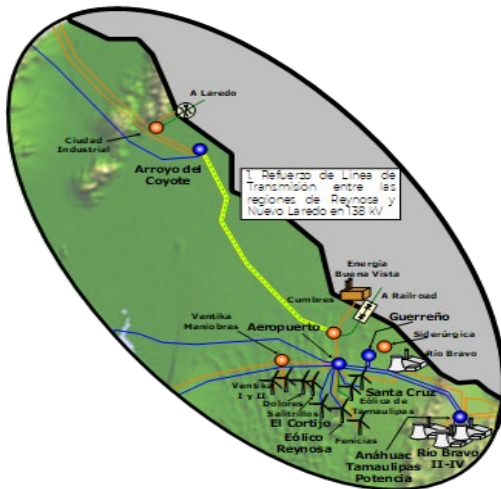
Lo anterior, arroja como resultado que se requiere reforzar la transmisión entre las regiones de Nuevo Laredo-Reynosa en 2029.

Entre la región de Reynosa y la Subestación Eléctrica en el nivel de tensión de 138 kV de la región de Nuevo Laredo se tiene una

distancia aproximada de 115 km, y de ahí hasta una Subestación Eléctrica con nivel de tensión de 400 kV otros 110 km. Por lo que se requiere de analizar las Alternativas que garanticen técnica y económica el refuerzo que el PIIRCE 2023-2037 arroja como necesario por el plan de expansión de la generación.

La Figura 11.3.1 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Figura 11.3.1 Diagrama unifilar simplificado del refuerzo Nuevo Laredo-Reynosa.



Refuerzo Veracruz-Poza Rica

La Red Eléctrica de transmisión entre estas dos regiones está compuesta por una Línea de Transmisión en 400 kV y Líneas de Transmisión en 115 y 230 kV con una longitud aproximada entre regiones de 150 km. Con los resultados del PIIRCE 2023-2037 que deben satisfacer en el horizonte de la planeación las políticas, normativa y compromisos internacionales adquiridos por el país, arroja como resultado que se requiere reforzar la transmisión entre estas dos regiones en 2030.

Como se describe la Red Eléctrica tiene Línea de Transmisión en diferentes niveles de tensión y existen diversas Subestaciones Eléctricas en la trayectoria, por lo que las Alternativas que se requieren realizar Estudios a detalle entre estas dos regiones para que garantice el Suministro Eléctrico del estado de Veracruz con Confiabilidad y que garantice técnica y económica el refuerzo.

La Figura 11.3.2 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Figura 11.3.2 Diagrama unifilar simplificado del refuerzo Veracruz-Poza Rica.



Refuerzo Puebla-Veracruz

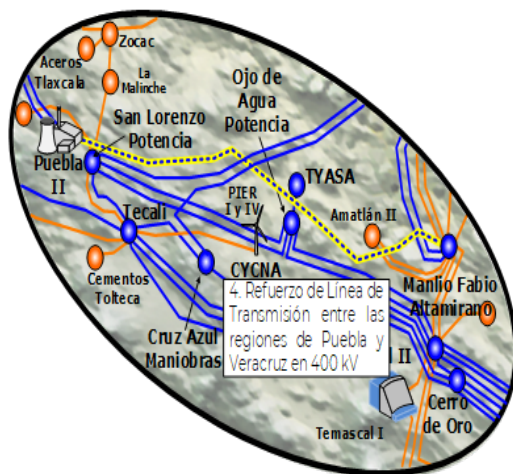
La Red Eléctrica de transmisión entre estas dos regiones está compuesta por Líneas de Transmisión en 400 kV y Líneas de Transmisión en 230 y 115 kV muy débiles con una longitud aproximada entre regiones de 225 km hasta la ciudad de Puebla. Con los resultados del PIIRCE 2023-2037 que deben satisfacer en el horizonte de la planeación las políticas, normativa y compromisos internacionales adquiridos por el país, arroja como resultado que se requiere reforzar la transmisión entre estas dos regiones en 2032.

Como se describe la Red Eléctrica tiene Línea de Transmisión en diferentes niveles de tensión y existen diversas Subestaciones Eléctricas en la trayectoria, por lo que las Alternativas que se requieren realizar Estudios a detalle entre estas dos regiones para que garantice el Suministro Eléctrico del estado de Veracruz con Confiabilidad y que garantice técnica y económica el refuerzo.

Una Alternativa que se está analizando es aprovechar que se tiene instruido el proyecto "Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)" que consta de una Línea de Transmisión de doble circuito en 400 kV entre las SE Manlio Fabio y Temascal Dos/Tres. Para este proyecto la propuesta en Estudio es una Línea de Transmisión entre las SE Manlio Fabio y Ojo de Agua Potencia y seguir hasta la SE Lorenzo Potencia, proyecto de aproximadamente 255 km-c. Con esto se incrementa la Capacidad de Transmisión del Sureste al Centro del país.

La Figura 11.3.3 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Figura 11.3.3 Diagrama unifilar simplificado del refuerzo Veracruz-Puebla.



Refuerzo Oaxaca-Pinotepa

La región de Pinotepa Nacional se ubica en la Costa Chica de Oaxaca entre Acapulco, Oaxaca y Huatulco, la cual tiene proyectos instruidos para garantizar el Suministro Eléctrico que incentive el desarrollo económico del estado de Oaxaca.

El PIIRCE 2023-2037 como resultado del crecimiento de la demanda y consumo arroja que se requiere reforzar la transmisión entre estas regiones en 2032.

Dada la topología de la Red Eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV y que se tiene el proyecto P17-OR4 que incluye una LT entre las SE San Jacinto Tlacotepec y Pinotepa Nacional y el proyecto P19-OR3 que tiene compensación dinámica en la región de Huatulco, el análisis de las Alternativas para este refuerzo propuesto por los resultados del PIIRCE 2023-2037 se debe analizar con base a Estudios Electrotécnicos de Confiabilidad con detalle de la zonas desde las SE Ometepec (región de Acapulco), SE San Jacinto Tlacotepec (región Oaxaca) y SE Puerto Escondido (región Huatulco).

Refuerzo Morelos-Acapulco.

La región de Acapulco se suministra a través de la región de Ixtapa y Morelos. La región de Ixtapa a su vez se interconecta con la región de Lázaro Cárdenas en esta trayectoria se considera en el PIIRCE 2023-2037 que se concluya el tendido del segundo circuito de entre las SE Ixtapa Potencia a Pie de la Cuesta para 2027. Aún con el incremento de Capacidad de transmisión del corredor Lázaro Cárdenas a Acapulco, el PIIRCE 2023-2037 arroja como resultado en 2033 el refuerzo entre las regiones de Morelos-Acapulco debido al crecimiento de la demanda y consumo.

En la trayectoria desde la región de Morelos a la ciudad de Acapulco se tienen las SE Mezcala y Chilpancingo Potencia. Entre las SE Zapata y Mezcala se tienen dos Líneas de Transmisión en 230 kV, y de la SE Mezcala a al sur tres Líneas de Transmisión en 230 kV, pasando una Línea de Transmisión por la SE Chilpancingo Potencia.

La topología de la Red Eléctrica hacia la ciudad de Acapulco es radial, por lo que se debe analizar en las diferentes Alternativas si se debe reforzar primeramente desde la región de Morelos hacia la SE Mezcala y de ahí a cuál Subestación Eléctrica en la ciudad de Acapulco tiene la mejor Confiabilidad y garantiza en el largo plazo el Suministro Eléctrico.

La Figura 11.3.4 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Figura 11.3.4 Diagrama unifilar simplificado del refuerzo Morelos a Acapulco.



Refuerzo Puebla-Centro

El área metropolitana de la ciudad de México se alimenta desde varias regiones, del occidente de la región de Lázaro

Cárdenas y Querétaro, del golfo de México desde la región Huasteca, Tuxpan y Poza Rica, del oriente desde las regiones de Morelos y Puebla.

El PIIRCE 2023-2037 arroja como resultado en 2035 el refuerzo entre las regiones de Puebla-Centro debido al crecimiento de la demanda y consumo del área metropolitana de la ciudad de México. Este refuerzo se puede asociar con el refuerzo de Veracruz a Puebla que incrementa el flujo de potencia para el suministro eléctrico a partir de 2032.

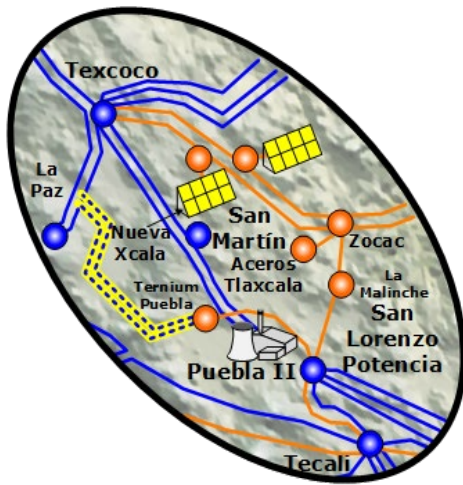
La región Centro del área metropolitana de la ciudad de México tiene como Subestaciones Eléctricas para la interconexión de Líneas de Transmisión de la región de Puebla a las SE Texcoco y La Paz en nivel de tensión de 230 y 400 kV.

Debido a su ubicación dentro del área urbana se presentan ya problemáticas para el acceso de Líneas de Transmisión, por lo que las Alternativas que se están analizando puede requerir de entronques en Líneas de Transmisión ya existentes de la Red Eléctrica en 400 kV del oriente de la ciudad de México o el desarrollo de nuevas Subestaciones Eléctricas para ampliar la Capacidad de transformación y transmisión en la ciudad de México.

Una Alternativa en Estudio es el tendido de una Línea de Transmisión de doble circuito con dos conductores por fase de alta temperatura similar al de las Líneas de Transmisión entre las SE Texcoco – La Paz, como lo muestra Figura 11.3.5 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Otra Alternativa es una nueva Subestación Eléctrica fuera de la zona urbana como puede ser el municipio de Chicoloapan o la Alcaldía Tláhuac.

Figura 11.3.5 Diagrama unifilar simplificado del refuerzo Puebla-Centro.



Los proyectos de ampliación con base al PIIRCE 2023-2037 que están en Estudio requieren de mayor análisis de Estudios Electrotécnicos que garanticen la Confiabilidad de las regiones que interconectan.

12

Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

12. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

Redes Eléctricas Inteligentes

La Red Eléctrica Inteligente comprende la integración de tecnologías de generación, de almacenamiento de energía eléctrica, comunicaciones e información, para una infraestructura de energía eléctrica mejorada que atiende la demanda de energía eléctrica y puede proporcionar una evolución continua de aplicaciones para el Usuario Final.

La infraestructura de energía eléctrica se considera tradicionalmente en términos de grandes Centrales Eléctricas que proporcionan electricidad a lejanos centros de consumo. Un enfoque de red inteligente integrado y completamente automatizado puede brindar opciones de operación, seguridad y control tanto a los operadores del sistema como a los clientes realizando funciones para mejorar la Confiabilidad del sistema de energía eléctrica. Las tecnologías de red inteligente brindan la oportunidad de enfoques alternativos para optimizar la operación del sistema de energía eléctrica. Los enfoques alternativos de tecnología de red inteligente para la operación pueden comprender:

- Optimizar el balance de generación y demanda mediante el uso flexible de la generación, esquemas de almacenamiento y cargas controlables.
- Equipos optimizados para las condiciones actuales que tenga el sistema.
- La temperatura ambiente, los flujos de energía eléctrica, mantenimientos, etc.
- El uso de controles locales de generación, almacenamiento y carga para atender las congestiones de equipos y los problemas

relacionados a Calidad de la energía eléctrica.

En los mercados se considera la operación de la generación y el almacenamiento para proporcionar una operación económica.

Las tecnologías de almacenamiento masivo pueden incluir energía eléctrica hidroeléctrica con esquemas de plantas de rebombeo, aire comprimido, energía eléctrica geotérmica, almacenamiento en equipamiento de superconductores y en base a baterías. Actualmente en el mundo se está invirtiendo en plantas productoras de celdas de baterías, en investigación avanzada y en la aplicación de baterías de almacenamiento para operar en forma coordinada con las fuentes renovables, principalmente fotovoltaica y eólica. En resumen, la incorporación de sistemas de almacenamiento con las tecnologías de generación renovable permite aumentar la eficiencia y un mejor aprovechamiento del recurso renovable.

Integración de Renovables y complementos mediante Baterías de Almacenamiento de la Energía

Los retos operativos impuestos al sistema por la variabilidad y la incertidumbre que presentan la generación fotovoltaica y eólica requieren incorporar las tecnologías para mitigar algunos efectos, tales como el almacenamiento de energía eléctrica. Lo cual representa una aportación a la

flexibilidad⁷⁵ operativa, con un fortalecimiento de la seguridad y de la Confiabilidad en el sistema. Por lo anterior, se debe complementar las instalaciones de generación variable, considerando sistemas de almacenamiento con base a baterías, considerando los diferentes tipos de compuestos químicos usados en las baterías, principios de funcionamiento, para establecer la evaluación técnica-económica de los servicios de almacenamiento.

Las aplicaciones particulares en la integración de renovables al sistema eléctrico y los servicios conexos que prestan permitirán recuperar la inversión, considerando los factores que afectan la viabilidad de los proyectos de almacenamiento con base a sistemas de baterías adicionando un análisis técnico-financiero.

La integración de las energías eléctricas renovables en conjunto con baterías de almacenamiento presenta particularidades, dependiendo del nivel de tensión para su interconexión y las funciones a desarrollar:

- Redes de distribución
 - Congestión o Saturación
 - Calidad de la energía eléctrica
- Redes de transmisión
 - Error de pronóstico
 - Congestión de Redes Eléctricas
 - Requerimientos de rampas en horas críticas
 - Regulación
- Suavizamiento del pico de la demanda o el “traslado” de la energía eléctrica en el tiempo.
- Estudios técnico-económicos para los proyectos de almacenamiento.

En forma particular los sistemas de almacenamiento con base a baterías y sus aplicaciones en el sistema eléctrico debe considerar aspectos generales, y requerimientos técnicos como: eficiencia, tiempo de respuesta, vida útil y ciclo de trabajo, así como la capacidad requerida para una aplicación particular.

Los casos con propósitos específicos pueden orientarse a:

- La regulación de frecuencia,
- La integración tándem con energías eléctricas renovables,
- El suavizamiento del pico de la demanda y
- La nivelación de la demanda a lo largo de las horas del día.

Dentro de los riesgos a considerar se tiene la posibilidad de una pobre definición de su aplicación, la separación respecto de las necesidades de la operación y de las actividades y requerimientos de la Red Eléctrica, la aplicación de las tarifas de la energía eléctrica en modo de suministro y en modo de carga, así como la seguridad y la protección del equipo mismo. Contribuciones relacionadas como puede ser la reducción de emisiones, los procesos de reciclaje de las propias baterías, el posible uso de baterías de vehículos eléctricos en esquemas de almacenamiento de energía eléctrica.

En la parte técnica específica se encuentra el modelado del almacenamiento de energía eléctrica y sus modos de control para interactuar con el sistema eléctrico, cumpliendo con los servicios conexos requeridos y complementar la operación de la generación eólica y/o solar. Las

⁷⁵ En el reporte WG C527 del CIGRE de 2020 “Short-term flexibility in power systems: drivers and solutions”, define a la Flexibilidad como “la disponibilidad de los elementos de utilizar la capacidad para la producción y consumo de energía eléctrica de manera libre y oportuna en respuesta

a las condiciones cambiantes del Sistema Eléctrico que pueden ser señaladas por precios o controles técnicos. Cuando más flexible es la “Capacidad” (eliminar restricciones en los elementos), se satisfacen las necesidades en corto plazo del Sistema.”

herramientas de simulación para el análisis de los proyectos basados en baterías de almacenamiento, un conocimiento somero sobre la química de las baterías y comparaciones técnicas en las aplicaciones de diversos sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, incluyendo la posibilidad de usar métricas comparativas para diferentes tecnologías.

El PIIRCE 2023-2037 integra del año 2023 al 2037 8,744 MW en sistemas de almacenamiento con baterías para garantizar la integración de Energía Limpia fotovoltaica y eólica, para garantizar que en la demanda nocturna se cubra la VIRPe-MR sin la necesidad de incorporar UCE térmicas para cubrir la demanda máxima nocturna. Además, garantice un riesgo para la Reserva Operativa diurna ante la variabilidad e incertidumbre de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia fotovoltaica y eólica.

En el PIIRCE 2023-2037 se observa que se tiene una distribución de los sistemas de almacenamiento con baterías, para cumplir con los requerimientos de reserva y respaldo para garantizar la operación del SEN.

Como siguientes pasos, se deberán integrar los requerimientos y recursos de Flexibilidad actuales y los futuros tanto de UCE de arranque rápido, CCC y los sistemas de almacenamiento de baterías, con el objetivo de determinar si se puede cumplir con las metas de Energías Limpias con los resultados del PIIRCE. Donde se deben evaluar los costos relacionados con la Flexibilidad, la reserva y el respaldo, por ejemplo: ENS, costos operativos de CE Convencionales por Arranque/Paro, cargas cíclicas, Rampas Subir/Bajar, niveles de Gases Efecto Invernadero en arranque y rampas, entre otros. De esta forma, evaluar los Beneficios entre Alternativas para satisfacer la Flexibilidad, la reserva y el respaldo en la planeación operativa y de largo plazo; y diseñar las regulaciones

(Servicios Conexos) para impulsar la rentabilidad del MEM, para poder cumplir las metas de Energía Limpia, de manera económicamente viable y garantizando la Confiabilidad.

Proyectos del CEMIE-Redes

Antecedentes

El Conacyt emitió una convocatoria el 12 de marzo de 2018, para que las instituciones nacionales, institutos de investigación e investigadores nacionales, presentarán propuestas de proyectos relacionados con la solución de problemas del sector energético, en particular la Red Eléctrica Nacional, mediante tecnologías y herramientas de Redes Eléctricas Inteligentes. El periodo de presentación de pre-propuestas fue del 12 al 30 de marzo de 2018, y el cierre del sistema para recepción de las mencionadas fue el 30 de marzo de 2018 a las 18:00 horas (tiempo de la Ciudad de México).

El 29 de mayo de 2018 el Fideicomiso 2138 denominado Fondo Sectorial CONACYT – SENER - Sustentabilidad Energética (FONDO), a través del comunicado FSE/ST/485/18, notifica que la pre-propuesta B-S-50730 denominada “Conformación y desarrollo del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes” (CEMIE-Redes) fue aprobada por el Comité Técnico y de Administración del Fondo, determinando que el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) es la institución líder del CEMIE-Redes.

El 28 de noviembre de 2018, el FONDO, mediante el oficio FSE/ST/1011/18, notificó al INEEL, el Acuerdo CTAFSE-14-X-18-08 del Comité Técnico y de Administración del FONDO, tomado en su Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018, mediante el

cual, aprobaron la propuesta No. B-S-50730 presentada por el INEEL para conformar el CEMIE-Redes.

El 9 de agosto de 2019, el FONDO convocó al INEEL y a representantes de la SENER, el CENACE, la CRE y la CFE a un Panel de Evaluación y Consenso de la Propuesta B-S-50730 para conformar el CEMIE-Redes. El objetivo fue modificar, sustituir o ampliar, los Proyectos Estratégicos del CEMIE-Redes, con base en el PND 2019-2024, el PRODESEN 2019-2033 y las necesidades detectadas por los diversos organismos del sector.

El 9 de octubre de 2019 se modificó la Propuesta B-S-50730 para conformar el CEMIE-Redes, con base en los requerimientos detectados por los organismos públicos convocados (SENER, CENACE, CRE y CFE). Con un portafolio actualizado de Proyectos Estratégicos que se presentaron al FONDO. También, se generó el Convenio de Colaboración (Consortio).

El 18 de octubre de 2019, se firma la Carta de Incorporación al CEMIE-Redes donde el INEEL ratifica y formaliza su voluntad de ser el líder del CEMIE-Redes y parte de los miembros del CEMIE-Redes de acuerdo con los antecedentes, declaraciones y cláusulas del Convenio General de Colaboración.

El 4 de marzo de 2020, el INEEL y el FONDO firmaron el Convenio de Asignación de Recursos del CEMIE-Redes (CAR). Asimismo, el 31 de marzo de 2020, el INEEL recibió la primera ministración de recursos por parte del FONDO. Con la firma del CAR y la recepción de los recursos, se dan por iniciados los trabajos de los Proyectos Estratégicos del CEMIE-Redes, con una duración de hasta cuatro años.

El 1º de diciembre de 2021 se firma de conformidad el convenio de subrogación de obligaciones y derechos de extinción del Fideicomiso N° 2138 denominado “Fondo sectorial-CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética”, que celebran el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Fideicomitente) y el Banco Nacional de Obras y Servicios Público, S.N.C., en su carácter de Institución Fiduciaria.

Para la Etapa 1, el presupuesto autorizado es de \$ 266,178,298.91 pesos, ejercido con impuestos por: \$ 114,464,588.18 pesos.

El 09 de diciembre del 2022, se recibe actualización de los proyectos CEMIE-Redes, destacando lo siguiente:

- Tres proyectos de los 21 del CEMIE-Redes fueron cancelados durante la etapa 2 por falta de Acuerdo Marco de Servicio, estos son el PE-A-04, PE-A-05 y PE-A-14.
- A la fecha ninguno de los proyectos ha concluido, debido a que se amplió la fecha de término de la etapa 2.
- Actualmente los proyectos tienen estatus de suspendido, debido a que el INEEL no ha recibido, por parte del Programa F003 de CONACYT, los recursos económicos de la etapa 2. Solo se realizan algunas actividades que cuentan con los remanentes de la etapa 1.

A continuación, se presenta breve información de los proyectos.

PE-A-01 – Coordinación Técnica del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes

Instituciones Participantes

1. Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias - **Institución Líder.**

Objetivo

- Informe de los planes de corto y largo plazo del CEMIE-Redes.
- Estrategias de vinculación y propuestas de solución a problemáticas de las empresas públicas.
- Procedimientos de gestión del CEMIE-Redes.
- Informe de las estrategias para lograr la autosostenibilidad del CEMIE-Redes.
- Informe del plan y seguimiento estratégico del CEMIE-Redes.
- Entre otras.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 98 %.

Avance Financiero: 57 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-02 - Diseño, desarrollo y evaluación de estrategias suplementarias avanzadas para resolver las problemáticas operativas del Sistema Eléctrico Nacional ante la creciente integración a gran escala de generación renovable variable

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

2. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

3. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.

Objetivo

Diseñar, desarrollar y evaluar mecanismos y estrategias avanzadas de control suplementario que contribuyan a resolver los problemas de estabilidad angular y de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional ante la creciente integración a gran escala de generación renovable variable.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 16 %.

Avance Financiero: 8 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-03 - Desarrollo de Herramientas Inteligentes para Aplicaciones de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Instituciones Participantes

1. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo - **Institución Líder.**

2. ITM - Instituto Tecnológico de Morelia.
3. UANL - Universidad Autónoma de Nuevo León.
4. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.
5. INFOTEC - Centro de Investigación e Innovación en Tecnologías de la Información y Comunicación.
6. UGTO - Universidad de Guanajuato.
7. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.
8. UDG - Universidad de Guadalajara.

Objetivo

El objetivo general de este proyecto es el desarrollo de diversas aplicaciones basadas en mediciones de PMUs para mejorar la toma de decisiones en la planeación, operación y control del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución – Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 45 %.

Avance Financiero: 16 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-04 - Desarrollo de Herramientas en Tiempo-Real para el Análisis del Desempeño Dinámico del SEN mediante la Implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS)

Instituciones Participantes

1. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México – **Institución Líder.**
2. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
3. UANL - Universidad Autónoma de Nuevo León.
4. INFOTEC - Centro de Investigación e Innovación en Tecnologías de la Información y Comunicación.
5. CINVESTAV - Unidad Guadalajara - Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional - Unidad Guadalajara.
6. UASLP - Universidad Autónoma de San Luis Potosí.
7. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

Objetivo

Desarrollar herramientas en tiempo-real que permitan monitorear, identificar, identificar núcleos dinámicos (clúster) y detectar eventos que impactan el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el uso de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS), con el fin de cuantificar el impacto ante perturbaciones o contingencias.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.

1. CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-05 - Desarrollo de componentes de una función de seguridad para la evaluación de la estabilidad transitoria en línea y en tiempo real

Instituciones Participantes

1. IPN – Instituto Politécnico Nacional – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar un programa de simulación para la evaluación y el control de la estabilidad transitoria que emplee el método SIME, empleando como herramienta de simulación en el tiempo al programa PSS/E de SIEMENS.

Desarrollar un medidor inteligente con funciones de medición de las variables dinámicas necesarias para el método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria, y las mediciones de validación de modelos dinámicos en línea.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-06 - Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. ITQ - Instituto Tecnológico de Querétaro.

Objetivo

Determinar, con un nivel de error y un grado de confianza aceptables, el valor de las pérdidas técnicas de energía eléctrica asociado al segmento de redes eléctricas de baja tensión en el país, parametrizadas de acuerdo con el tipo de red y para cada una de las 150 Zonas de Distribución que conforman la EPS CFE Distribución. Establecer y sistematizar el modelo para el diseño y análisis muestral que permita determinar la evolución mensual de las pérdidas técnicas en este segmento de las RGD.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 65 %.

Avance Financiero: 31 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-07 - Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las RGD, para facilitar la automatización de los procesos de Planeación y Operación, y contar con un modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas por la CFE-Distribución.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 100 %.

Avance Financiero: 58 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-08 - Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las RGD, para facilitar la automatización de los procesos de Planeación y Operación, y contar con un modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas por la CFE-Distribución.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 95 %.

Avance Financiero: 77 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-09 - Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Promover el desarrollo integral del capital humano del área de planeación de la CFE-Distribución, incrementando sus habilidades y competencias mediante el diseño de un modelo de capacitación mixto que integre las modalidades presencial y virtual en la impartición de los módulos técnicos.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 73 %.

Avance Financiero: 74 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-10 - Gestión de Activos de subestaciones

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

2. UAEM-CIICAp - Universidad Autónoma de Morelos - Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas.

Objetivo

Desarrollar nuevos sensores y metodologías de Gestión de Activos, así como integrar las metodologías con que cuenta la Coordinación de mantenimiento de equipo de subestaciones en una plataforma corporativa que permita gestionar el mantenimiento y la vida residual de equipo eléctrico primario de Subestación Eléctrica.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 52 %.

Avance Financiero: 49 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-11 - Desarrollo de un Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar un sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión de la RNT, que permita optimizar las estrategias de mantenimiento a fin de reducir costos e incrementar la Confiabilidad de las Líneas de Transmisión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 73 %.

Avance Financiero: 40 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-12 - Asimilación tecnológica de “Vehículos Aéreos No Tripulados” en el sector eléctrico

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Asimilar la tecnología de drones en los procesos de construcción para reducir sus costos operativos, crear valor y elementos diferenciadores, que permitan a la CFE cumplir con las condiciones reguladas de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CPTT CFE - Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 97.5 %.

Avance Financiero: 54 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-13 - Análisis Técnico, Económico y Regulatorio de Sistemas de Almacenamiento de Energía en México

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. CINVESTAV - Unidad Guadalajara - Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional - Unidad Guadalajara.

Objetivo

Identificar zonas potenciales en las cuales los Sistemas de Almacenamiento de Energía puedan dar flexibilidad y resolver problemas al sistema eléctrico en el corto y mediano plazo, considerando su viabilidad técnica y económica respecto a utilizar otro tipo de equipos o tecnologías para resolver estos problemas, y con el propósito de contar con sustento técnico en el proceso para proponer mecanismos de regulación.

Se deberán identificar claramente las problemáticas como el desabasto y congestiones en la Red Eléctrica, para enfocar la implementación de los SAE en solucionar dichos problemas, así como para contar políticas públicas que regulen la operación de los SAE.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 100 %.

Avance Financiero: 82 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-14 - Determinación de la estructura de costos, tarifas y retribución de servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista proporcionados por Centrales de Generación al Sistema Eléctrico Nacional

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Determinar la estructura de costos, tarifas reguladas y retribuciones de servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista que las Centrales de Generación de energía eléctrica proporcionan al Sistema Eléctrico Nacional.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-15 - Capacidad de integración de GD para circuitos no evaluados por el distribuidor y mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Determinar los límites de capacidad de integración de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW de los circuitos de distribución de las RGD e identificar mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas para cumplir con el CdR.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 80 %.

Avance Financiero: 71 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-16 - Desarrollo de indicadores que cuantifiquen los beneficios de la Generación Distribuida, que puedan ser utilizados en los proyectos de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

2. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.

Objetivo

Desarrollo de indicadores que cuantifiquen los beneficios de los diversos tipos de Generación Distribuida, que puedan ser utilizados en los proyectos de expansión y modernización de las RGD.

Análisis de las posibles herramientas provenientes de los sistemas fotovoltaicos de Generación Distribuida que puedan ofrecer a la operación del Distribuidor, como por ejemplo el control de tensión con el uso de inversores.

Para propósitos de este documento, las siglas RGD integran a las redes de media y baja tensión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 58 %.

Avance Financiero: 32 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-17 - Desarrollo de la metodología e integración de infraestructura para la prueba de inversores convencionales y avanzados, utilizados en los sistemas de generación renovable

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

CENIDET - Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Objetivo

Contar a nivel nacional con los criterios y esquemas para la ejecución automatizada de las pruebas a las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores, alineando las pruebas con el proceso de estandarización internacional, para alcanzar la interoperabilidad de los dispositivos utilizados en aplicaciones de Red Eléctrica Inteligente. Asimismo, generar un Documento de Especificación Técnica de Inversores para interconexión a las RGD, para revisión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 87 %.

Avance Financiero: 53 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-18 - Plataforma digital para evaluación teórica y práctica en línea, para la autorización de unidades de inspección de la industria eléctrica (PLADIEVA)

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una plataforma digital para la aplicación en línea de los exámenes teórico y práctico para la autorización de unidades de inspección y unidades de verificación (solamente examen teórico) de la industria eléctrica, con la finalidad de fortalecer el proceso de autorización de las unidades de inspección y unidades de verificación por parte de la CRE, el cual cuente con la infraestructura necesaria (hardware y software) para su correcto funcionamiento.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 60 %.

Avance Financiero: 62 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-19 - Metodología y tecnología para la agregación de demanda controlable dispersa y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de México

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Elaborar un modelo de negocios para la comercialización de demanda controlable, distribuida en cargas dispersas de equipos de refrigeración comercial e industrial, en el contexto de las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista de México.

Desarrollar la metodología y los modelos para determinar la magnitud de la posible oferta de la demanda controlable en sistemas de refrigeración para usuarios comerciales e industriales, y los costos correspondientes y las estrategias para su implementación.

Identificar los estándares y caracterizar y las tecnologías de comunicación y control agregado de cargas distribuidas de refrigeración.

Integrar equipos de medición en los sistemas de refrigeración, para registrar la energía eléctrica consumida por estos sistemas, así como la infraestructura de comunicación para obtener la información de manera remota. La información generada por estos equipos se utilizará para gestionar la Demanda.

Elaborar modelo de determinación de precio de oferta de Demanda Controlable para su presentación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Análisis de rentabilidad de la oferta de Demanda Controlable en el contexto del Mercado Eléctrico Mayorista y su relación con el precio marginal de los Servicios Conexos.

Análisis de estado actual de la infraestructura de medición y comunicación de los Usuarios de suministro básico.

Estudio de prefactibilidad, costo efectivo de implementación de demanda controlable por nivel de tensión.

Análisis de factibilidad técnica, económica y regulatoria de operación de demanda controlable ofertada por usuarios de suministro básico a nivel Suministrador de Servicios Básicos, o a través de CENACE.

Análisis del impacto del Producto Asociado de Demanda Controlable en, a) Mercado de energía eléctrica de corto plazo, b) Mercado de servicios conexos y c) Mercado de Balance de Potencia.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 98 %.

Avance Financiero: 68 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-20 - Soluciones de ciberseguridad para la protección de activos e infraestructura en la Red Eléctrica Inteligente

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. IPN – Instituto Politécnico Nacional.

Objetivo

Diseñar y desarrollar soluciones de ciberseguridad para la estandarización, la evaluación, la implementación y el fortalecimiento de la infraestructura de ciberseguridad de la Red Eléctrica Inteligente Nacional. Con la finalidad de apoyar a la preservación de la disponibilidad, la integridad y la confidencialidad de la información mediante la adopción de estándares y mejores prácticas internacionales en materia de seguridad de la información.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.

1. CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

2. CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 70 %.

Avance Financiero: 37 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.

PE-A-21 - Microrredes eléctricas para la electrificación de comunidades aisladas, y para desarrollar y evaluar tecnologías de generación distribuida

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.
3. UPAEP - Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla.

Objetivo

Desarrollar una plataforma orientada a la investigación, análisis y evaluación de

microrredes; se desarrollarán metodologías para evaluar la factibilidad técnica de planeación y desarrollo de microrredes eléctricas en el país, se evaluarán algunas comunidades y se instalarán algunos sistemas de generación eléctrica de pequeña escala con el objetivo de electrificar comunidades, se instalarán tecnologías fotovoltaicas, minihidráulicas o híbridas, aprovechando los recursos energéticos de las comunidades; permitirán el desarrollo de estas comunidades y su integración en el desarrollo económico de México. La Secretaría de Energía y CFE Distribución conocerán los resultados del proyecto, se transferirán los lineamientos técnicos para aprovechar las bondades de los nuevos servicios de las microrredes interconectadas, tales como participación de la frecuencia y soporte de la tensión de red.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

Avances de la Etapa 1

(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 80 %.

Avance Financiero: 20 %.

Proyecto suspendido debido a que no se han recibido los recursos económicos de la etapa 2.



Anexo

Capítulo 4 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

Anexo

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica	No. de circuito	Tensión (kV)
01-CENTRAL		
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)	230
El Sauz	Valle de México	93020/93110
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)	230
Dañu	Jilotepec Potencia	93N20
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)	400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290
Dañu	Tula	93030/93290
POZA RICA (45)	CENTRO (40)	400
Tuxpan	Texcoco	A3380
Tuxpan	Texcoco	A3680
Tuxpan	Texcoco	A3780
POZA RICA (45)	TULA - PACHUCA (42)	400
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370
Tres Estrellas	Teotihuacán/Valle Mex Maniobras	A3070
Tres Estrellas	Teotihuacán/Valle Mex Maniobras	A3080
PUEBLA (47)	CENTRO (40)	400 / 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960
Zocac	Texcoco	93600
Zocac	Texcoco	93620
MORELOS (48)	TOLUCA (43)	230
Zapata	Tianguistenco	93040
LÁZARO CÁRDENAS (39)	DONATO GUERRA (41)	400
Pitirera	Donato Guerra	A3210
Pitirera	Donato Guerra	A3220
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010
DONATO GUERRA (41)	CENTRO (40)	400
Donato Guerra	Nopala	A3620
Almoleya	Nopala	A3X10
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)	400
Agustín Millán II	Deportiva	A3W60
LÁZARO CÁRDENAS (39)	IXTAPA (49)	400 / 230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070

Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	4001/
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400 / 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacán	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacán	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacán	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
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
POZA RICA (45)	PUEBLA (47)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
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
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	A3090	400

Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400
PUEBLA (47)	MORELOS (48)		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
MORELOS (48)	CENTRO (40)		400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
ACAPULCO (50)	MORELOS (48)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
IXTAPA (49)	ACAPULCO (50)		400
IXTAPA POTENCIA	PIE DE LA CUESTA	93060	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
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
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
TEMASCAL (55)	OAXACA (54)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Cienega	93740	230

OAXACA (50)	HUATULCO (53)		115
MIAHUATLÁN	POCHUTLA	73890	115
PINOTEPA (52)	HUATULCO (53)		115
PINOTEPA NACIONAL	SANTA ROSA	73460	115
AGUA ZARCA (51)	PINOTEPA (52)		115
OMOTEPEC	PINOTEPA NACIONAL	73440	115
AGUA ZARCA (51)	ACAPULCO (50)		115
CRUZ GRANDE	PAPAGAYO	72420	115
HUATULCO (53)	JUCHITAN (61)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
JUCHITAN (61)	JUILE (56)		230
Juchitán II	Juile	93000	230
IXTEPEC (60)	JUILE (56)		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (61)	MATÍAS ROMERO (62)		230, 115
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93010	230
Juchitán II	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

03-OCCIDENTAL			
GUADALAJARA (30)	SALAMANCA (34)		400
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-Tarimbaro	Cuitzeo-Moroleón-Uriengato-Joyuelas-Valle de Santiago	Equivalente	115
SAN LUIS POTOSÍ (33)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 230

El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	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)		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
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	Equivalente	115

	I/Vymnsa-Maniobras Getrag		
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 Fe	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115

04-NOROESTE			
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)	NACUZARI (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
NACUZARI (3)	HERMOSILLO (4)		4001 / 230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D70	4001/
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D90	4001/
NACUZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		4001/
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	4001/
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	4001/
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

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
OBREGÓN (6)	LOS MOCHIS (7)		400 / 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
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 Industrial	Ruiz Cortines	73280	115
Los Mochis Industrial	Juan José Rios	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

05-NORTE			
JUÁREZ (10)	MOCTEZUMA (12)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
Cereso	Moctezuma		4001/
NUEVO CASAS GRANDES (11)	MOCTEZUMA (12)		4001/ / 230 / 115
Maniobras Santa Maria	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	4001/
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	4001/
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115

MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		4001// 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	4001/
Moctezuma	El Encino	A3A70	400
CHIHUAHUA (14)	CUAUHTÉMOC (13)		230 / 115
El Encino	Cauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cauhtémoc	73250	115
General Trías/División del Norte	Cauhtémoc	73770/73350	115
CHIHUAHUA (14)	CAMARGO (15)		230
Avalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93080/93580	230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93040/93570	230
LAGUNA (17)	DURANGO (16)		400 / 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
LAGUNA (17)	SALTILLO (23)		400 / 230
Andalucía	Maniobras Eólica Coahuila/Salttillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
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
RÍO ESCONDIDO (18)	CHIHUAHUA (14)		400
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400

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	Ternium Maniobras/Man. Los Ramones	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
HUASTECA (26)	GÜÉMEZ (28)		400
Champayán	Güémez-Tres Mesas	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez-Llera de Canales	A37E0/A3250	400
GÜÉMEZ (28)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas/Maniobras	A3140	400
Güémez	Lajas	A3D90	400
HUASTECA (26)	POZA RICA (45)		400 / 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (25)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
HUASTECA (26)	VALLES (25)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (26)	TAMAZUNCHALE (27)		400
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
TAMAZUNCHALE (27)	QUERÉTARO (38)		400

Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	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	A38D0	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (24)		400
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (24)	AGUASCALIENTES (31)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400

08-PENINSULAR			
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 (65)		230 / 115
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champtón	73120	115
Escárcega Potencia/Sabancuy	Champtón	73130	115
ESCÁRCEGA (64)	MÉRIDA (66)		400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (64)	CHETUMAL (75)		230 / 2302/
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	2302/
LERMA (65)	MÉRIDA (66)		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 (66)	VALLADOLID (68)		230 / 115

Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzítás	73T30	115
MÉRIDA (66)	CHETUMAL (75)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (66)	DZITNUP (67)		400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
VALLADOLID (68)	NIZUC (73)		230 / 115
Valladolid	Nizuc	93070	230
Chemax	Nizuc	73480	115
VALLADOLID (68)	CANCÚN (74)		230 / 115
Valladolid	Balam	93050	230
Tizimín	Kohunlich	73T50/73T60	115
VALLADOLID (68)	TULUM (69)		115
Valladolid	Tulum	73830	115
CANCÚN (74)	NIZUC (73)		230 / 115
Balam	Nizuc	93060	230
Cancún	Nizuc	73800	
Cancún	Nizuc	73470, 73970	
Kabah	Nizuc	73700, 73710	
Hunab-Ku	Nizuc	73740, 73750	
DZITNUP (67)	RIVIERA MAYA (72)		400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q70	400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q60	400
RIVIERA MAYA (72)	NIZUC (73)		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 (72)	PLAYA DEL CARMEN (70)		230 / 115
Xcalacoco	Zac Nichte/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 (70)	TULUM (69)		115
Pescadores	Aktun-Chen / Kantenáh	ET	115
PLAYA DEL CARMEN (70)	COZUMEL (71)		35

Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5

07-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (77)	MEXICALI (79)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (77)	ENSENADA (78)		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
WECC (EE. UU.)	TIJUANA (77)		230
Otay	Tijuana I	23040	230
WECC (EE. UU.)	MEXICALI (79)		230
Imperial Valley	La Rosita	23050	230
MEXICALI (79)	SAN LUIS RÍO COLORADO (80)		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

07-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (81)	VILLA CONSTITUCIÓN (82)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (83)	VILLA CONSTITUCIÓN (82)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (82)	LAS PILAS (84)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (84)	OLAS ALTAS (85)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (84)	LA PAZ (86)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (85)	LA PAZ (86)		115

Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (86)	PUNTA PRIETA II (87)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (85)	PUNTA PRIETA II (87)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (85)	COROMUEL (88)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (87)	EL TRIUNFO (89)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (89)	SANTIAGO (90)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (90)	SAN JOSÉ DEL CABO (91)		115
Santiago	San Jose del cabo	73140	115
OLAS ALTAS (85)	EL PALMAR (92)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (92)	CENTRAL LOS CABOS (93)		230
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (92)	SAN JOSÉ DEL CABO (91)		115
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (92)	CABO SAN LUCAS DOS (94)		115
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (93)	CABO SAN LUCAS DOS (94)		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 4.2. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022^{1/}

Tecnología	CFE ^{5/}	CFE-PIE ^{5/}	PRIVADO ^{6/}	PEMEX	TOTAL ^{1/}
Hidroeléctrica	12,125		488		12,613
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,223		6,921
Fotovoltaica	6		6,509		6,515
Bioenergía ^{2/}			408		408
Híbrido FV-Batería			20		20
Suma limpia renovable	13,168	613	13,673	0	27,453
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente ^{7/}			1,940	367	2,308
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,940	367	3,916
Capacidad total de Energía Limpia	14,776	613	15,613	367	31,369
Porcentaje	33.18	3.85	60.57	39.90	36.00
Ciclo combinado	11,108	15,285	8,019		34,413
Térmica convencional ^{3/}	9,998		923	422	11,343
Turbogás ^{4/}	2,833		850	131	3,815
Combustión interna	355		373		728
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	44,533	15,898	25,778	921	87,130

1/ Capacidad instalada a la red de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

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 información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020

6/ Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE

7/ Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2A. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{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	459	2,097
Baja California Sur			343		1	10			113	506	973
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			3	2						284	288
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	20	3,937
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	11,108	355	86	6	951	12,125	1,608	9,998	2,833	44,533

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

2/ incluye la capacidad instalada a la red de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2B. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

Con información de la SCPE y SNNR de CFE al mes de junio de 2020

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2C. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{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/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

2/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2D. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Estado	Ciclo Combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{2/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		15			15
Coahuila de Zaragoza	50	31	266	7	355
Durango	166	3			168
Estado de México	850	29	3	140	1,022
Guanajuato	371	13		5	389
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,547	43		624	3,214
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	618	28	560		1,206
Sinaloa	30	3			33
Sonora	615	6	12		633
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	8,019	369	923	850	10,162

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

2/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

**ANEXO 4.2E. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA
EOLIELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE
2022^{1/}**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Baja California Sur	50	50
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	793	793
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	243	243
Zacatecas	90	90
TOTAL	6,223	6,223

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>,

<https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2F. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	906	906
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Campeche	300	300
Chihuahua	826	826
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	294	294
Estado de México	20	20
Guanajuato	322	322
Hidalgo	101	101
Jalisco	377	377
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,204	1,204
Tlaxcala	220	220
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	315	315
TOTAL	6,509	6,509

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>,

<https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

**ANEXO 4.2G. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO
(MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}**

Estado	Bioenergía ^{2/}	Cogeneración Eficiente ^{3/}	Geo térmica	Hidro eléctrica	Híbrido FV-Batería	TOTAL
Aguascalientes	3	4				7
Baja California		15				15
Baja California Sur					20	20
Chiapas	12					12
Chihuahua	6	8				14
Ciudad de México		11				11
Coahuila de Zaragoza	3	77				80
Durango	2	16		9		26
Estado de México	2	34		8		44
Guanajuato	3	2				5
Guerrero				30		30
Hidalgo	31	50				81
Jalisco	25	4		47		76
Michoacán de Ocampo				75		75
Morelos	1					1
Nayarit	4		25	29		58
Nuevo León	17	326				343
Oaxaca	50					50
Puebla	1	36		235		273
Querétaro	4	97				101
San Luis Potosí	49	6				55
Sonora		17				17
Tabasco	4	254				258
Tamaulipas		474				474
Tlaxcala		60				60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55		685
Yucatán		13				13
TOTAL	408	1,944	25	488	20	2,885

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

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 Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás.
Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2H. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			93	981	55			1,129
Campeche			310	146		252		708
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	284		739	1,881		1,599		4,503
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila de Zaragoza	433	69	1,174	2,799		248		4,723
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	371	644		948		2,080
Estado de México	27	31	1,027	1,658				2,744
Guanajuato	233	2	511	943		495		2,184
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	267	2,492				2,808
Jalisco	228	33	1,266	1,126	14			2,667
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,979				2,066
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,388	66	2,936	1,085	30	1,306		6,811
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	460	702				1,517
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				288				288
San Luis Potosí	1,001	17	699	720		1,135	49	3,622
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	587	17	1,254	3,119		508		5,485
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	673	1,653	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,929		1,973	36	7,291
Yucatán	71	13	223	493		1,009		1,809
Zacatecas	90		300		15			405
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	7,830	2,578	16,086	44,533	116	15,898	89	87,130

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 9,068 MW, Generación-SLP = 5,357 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-Excedentes = 385 MW

Fuente: CRE <https://www.cre.gov.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gov.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2I. CAPACIDAD INSTALADA A LA RED POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		278	12,125	14			12,613
Geotermoeléctrica	25		0	951				976
Eoloeléctrica	4,172		2,048	86	2	613		6,921
Fotovoltaica	497		5,912	6	100			6,515
Bioenergía ^{3/}	41	194	84				89	408
Híbrido FV-Batería			20					20
Suma limpia renovable	4,931	194	8,342	13,168	116	613	89	27,453
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	393					2,308
Suma limpia no renovable	0	1,915	393	1,608	0	0	0	3,916
Total Energía Limpia	4,931	2,109	8,735	14,776	116	613	89	31,369
Por ciento	62.98	81.78	54.31	33.18	100.00	3.85	100.00	36.00
Ciclo combinado	2,120	152	5,748	11,108		15,285		34,413
Térmica convencional ^{4/}	600	130	615	9,998				11,343
Turbogás ^{5/}	31	147	803	2,833				3,815
Combustión interna	148	41	184	355				728
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,830	2,578	16,086	44,533	116	15,898	89	87,130

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2022.

2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 9,068 MW, Generación-SLP = 5,357 MW (Eólica y FV-Solar) 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: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A LA RED (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2022^{1/}

Tecnología	2017 ^{2/}	2018	2019	2020	2021 ^{3/}	2022 ^{8/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	899	899	951	976	976
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	5,955	6,515
Bioenergía ^{4/}	374	375	375	378	378	408
Híbrido FV-Batería						20
Suma limpia renovable	17,954	20,629	23,582	25,594	26,899	27,453
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308
Suma limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,913	3,913	3,916
Total Energía Limpia	20,883	23,946	26,900	29,506	30,812	31,369
Porcentaje	30.69	32.82	34.29	35.50	35.37	35.99
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413
Térmica convencional ^{6/}	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343
Turbogás ^{7/}	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815
Combustión interna	739	880	891	850	701	728
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	68,050	72,958	78,447	83,121	86,153	87,130

1/ Evolución de capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2017 al 31 de diciembre 2022.

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 de la CFE y del resto de los permisionarios, 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 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

6/ Incluye Lecho Fluidizado

7/ Incluye plantas móviles

8/ Capacidad instalada a la Red Eléctrica de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3A. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2017

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoelectrica	Termoelectrica convencional	Turbogás ^v	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		659					164		1,116	42	1,981
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	2,100	20	4,279
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	7,780	359	86	6	874	12,125	1,608	11,282	2,637	42,220

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3B. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2017

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

Con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3C. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2017

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	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/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3D. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	23	25		68
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	1,892	174		21	2,087
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	563	7	12		582
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	4,553	380	961	192	6,086

1/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3E. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	29	29
Coahuila de Zaragoza	200	200
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	1,651	1,651
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	302	302
Yucatán	90	90
Zacatecas	90	90
TOTAL	3,199	3,199

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3F. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	1	1
Baja California	1	1
Baja California Sur	30	30
Chihuahua	43	43
Coahuila de Zaragoza	20	20
Durango	46	46
Estado de México	19	19
Guanajuato	1	1
Querétaro	1	1
Sonora	3	3
TOTAL	165	165

Fuente: CFE, CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3G. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3				3
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo		48			48
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	41			58
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	20			23
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4				4
Tamaulipas		215			215
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	374	954	25	486	1,840

1/ 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.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3H. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^v	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4							4
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	30			820
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	29	30		4,828				4,887
Chihuahua	80	8	41	1,881		692		2,703
Ciudad de México	2	5	9	266				282
Coahuila de Zaragoza	239	85	348	2,799		248		3,719
Colima				2,754				2,754
Durango	54	18	138	644		948		1,802
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	358	33	20	943		495		1,849
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo		182	2	2,181				2,365
Jalisco	229	34	12	1,126	14			1,415
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	105	526	1,085		449		4,089
Oaxaca	1,649	15	50	441	2	613		2,770
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	19	34	591				678
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	10	720		1,135	49	2,903
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	454	29	165	2,331		508		3,486
Tabasco		423					4	427
Tamaulipas	469	308	304	1,043		4,142		6,266
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	87	3,929		1,973	36	7,041
Yucatán	1	13	90	512		1,009		1,625
Zacatecas	90							90
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	7,044	2,366	3,038	42,220	46	13,247	89	68,050

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asincrónica = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3I. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,103		94	86	2	613		3,898
Fotovoltaica	59		76	6	30			171
Bioenergía ^{2/}	37	194	54				89	374
Suma renovable limpia	3,420	194	501	13,091	46	613	89	17,953
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,302	20					1,322
Suma limpia no renovable	0	1,302	20	1,608	0	0	0	2,930
Total energía limpia	3,420	1,496	520	14,699	46	613	89	20,883
Porcentaje	48.54	63.24	17.13	34.81	100.00	4.63	100.00	30.69
Ciclo combinado	2,836	240	1,849	7,780		12,634		25,340
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	11,282				12,665
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	181	359				739
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,044	2,366	3,038	42,220	46	13,247	89	68,050

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

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

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3J. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2018

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		550					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		1,116	42	3,604
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,932	2,637	43,493

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3K. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2018

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

Con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3L. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2018

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	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/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3M. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,160	199		21	2,379
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	4,984	521	961	192	6,658

1/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3N. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS 2018**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	485	485
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	4,167	4,167

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3O. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS 2018**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	211	211
Baja California	1	1
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	163	163
Coahuila de Zaragoza	658	658
Durango	92	92
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	170	170
Sonora	103	103
TOTAL	1,872	1,872

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3P. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoelectrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,341	25	486	2,228

1/ 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.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3Q. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	210					218
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	80	8	272	1,881		692		2,934
Ciudad de México	2	5	14	266				287
Coahuila de Zaragoza	439	85	986	2,799		248		4,557
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	168	644		948		1,848
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	361	33	308	943		495		2,140
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	2	2,181				2,366
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	819	1,085		449		4,383
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	180	720		1,135	49	3,073
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	554	29	178	3,953		508		5,222
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	469	369	487	1,043		4,142		6,510
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,579		1,973	36	6,841
Yucatán	71	13	174	512		1,009		1,779
Zacatecas	90							90
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	7,865	2,753	5,440	43,492	71	13,247	89	72,958

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW.

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3R. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^v	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,804		361	86	2	613		4,866
Fotovoltaica	177		1,639	6	55			1,878
Bioenergía ^{2/}	38	194	54		0		89	375
Suma limpia renovable	4,240	194	2,331	13,091	71	613	89	20,629
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,689	20					1,709
Suma limpia no renovable	0	1,689	20	1,608	0	0	0	3,317
Total Energía Limpia	4,240	1,883	2,351	14,699	71	613	89	23,946
Porcentaje	53.91	68.41	43.21	33.80	100.00	4.63	100.00	32.82
Ciclo combinado	2,836	240	2,280	9,403		12,634		27,394
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	10,932				12,315
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	322	359				880
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,865	2,753	5,440	43,492	71	13,247	89	72,958

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

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

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3S. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2019

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Núcleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,448	2,637	43,008

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3T. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2019

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	1,415		1,415
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	14,763	613	15,376

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3U. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2019

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	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/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3V. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		13	3	99	114
Guanajuato	351	9		5	366
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,062	199		21	3,281
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	688	23	37	11	758
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	6,236	532	961	192	7,921

1/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3W. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS 2019**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,390	1,390
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	5,352	5,352

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3X. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE
LOS PERMISIONARIOS 2019**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	351	351
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	759	759
Durango	182	182
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	175	175
Sonora	745	745
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	3,640	3,640

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3Y. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,342	25	486	2,229

1/ 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.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3Z. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4		354					358
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	95	8	690	1,881		692		3,367
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,087	2,799		248		4,658
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	258	644		948		1,938
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	364	33	312	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	103	2,181				2,467
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	1,983	1,085		1,306		6,404
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	976	17	180	720		1,135	49	3,078
Sinaloa	3			1,743		887		2,634
Sonora	554	29	821	3,119		508		5,031
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	587	719	1,274	1,043		4,142		7,765
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,929		1,973	36	7,191
Yucatán	71	13	224	512		1,009		1,829
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,036	3,100	9,137	43,008	86	14,991	89	78,447

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-Excedentes = 385 MW

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3AA. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación v	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,952		1,398	86	2	613		6,050
Fotovoltaica	197		3,373	6	70			3,646
Bioenergía ^{2/}	38	194	54				89	375
Suma limpia renovable	4,408	194	5,101	13,091	86	613	89	23,582
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,686	24					1,710
Suma limpia no renovable	0	1,686	24	1,608	0	0	0	3,318
Total energía limpia	4,408	1,880	5,125	14,699	86	613	89	26,900
Porcentaje	54.86	60.65	56.09	34.18	100.00	4.09	100.00	34.29
Ciclo combinado	2,836	590	3,195	9,403		14,378		30,402
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	10,448				11,831
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	152	50	330	359				891
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,036	3,100	9,137	43,008	86	14,991	89	78,447

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 MW (Eólica y FV-Solar),

y PIE-Excedentes = 385 MW

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

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3AB. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			343		1	10			113	315	782
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						250	1,704				1,954
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			3	2						272	276
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	9,686	355	86	6	926	12,125	1,608	10,448	2,605	43,308

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3AC. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL ^{1/}
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

1/ Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3AD. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	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/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AE. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	282	7	372
Durango	136	3			138
Estado de México		12	3	99	113
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,886	200		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	6,976	495	939	809	9,219

1/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3AF. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,623	1,623
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	5,806	5,806

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3AG. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Aguascalientes	906	906
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	271	271
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,070	1,070
Tlaxcala	220	220
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	5,143	5,143

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AH. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoelectrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Baja California		15			15
Aguascalientes	3	4			7
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		7	38
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
TOTAL	378	1,937	25	486	2,827

1/ 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.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AI. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				782	55			837
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	155		638	1,862		1,599		4,254
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,170	2,799		248		4,741
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	318	644		948		2,027
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	996	1,126	14			2,397
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,954				2,041
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,627	1,085		1,306		7,008
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				276				276
San Luis Potosí	1,001	17	185	720		1,135	49	3,108
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	579	17	1,135	3,119		508		5,357
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,508	1,043		4,142		7,998
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	436	3,956		1,973	36	7,218
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,235	2,641	12,864	43,308	86	15,898	89	83,121

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3AJ. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25		0	926	0			951
Eoloeléctrica	4,172		1,631	86	2	613		6,504
Fotovoltaica	337		4,736	6	70			5,149
Bioenergía ^{2/}	41	194	54				89	378
Suma limpia renovable	4,771	194	6,698	13,143	86	613	89	25,594
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma limpia no renovable	0	1,915	390	1,608	0	0	0	3,913
Total energía limpia	4,771	2,109	7,088	14,751	86	613	89	29,506
Porcentaje	57.94	79.85	55.10	34.06	100.00	3.85	100.00	35.50
Ciclo combinado	2,684	152	4,140	9,686		15,285		31,948
Térmica convencional ^{3/}	600	192	569	10,448				11,809
Turbogás ^{4/}	31	147	762	2,605				3,545
Combustión interna	149	41	305	355				850
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,235	2,641	12,864	43,308	86	15,898	89	83,121

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (Eólica y FV-Solar),

y PIE-Excedentes = 385 MW

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

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3AK. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{2/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	459	2,097
Baja California Sur			343		1	10			113	470	937
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
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			3	2						284	288
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	10,342	355	86	6	951	12,125	1,608	10,448	2,797	44,181

1/ centrales en operación al cierre de 2021.

2/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3AL. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

1/ centrales en operación al cierre de 2021.

Con información de la SCPE y SNNR de CFE al mes de junio de 2020

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y CFE

ANEXO 4.3AM. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{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/ centrales en operación al cierre de 2021.

2/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AN. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{2/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		15			15
Coahuila de Zaragoza	56	31	266	7	361
Durango	166	3			168
Estado de México	850	12	3	105	970
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,043	43		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	6	12		638
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	8,013	346	923	815	10,097

1/ centrales en operación al cierre de 2021.

2/ incluye Lecho Fluidizado

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3AO. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	793	793
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	405	405
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	6,279	6,279

1/ centrales en operación al cierre de 2021.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

**ANEXO 4.3AP. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)
DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	906	906
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Chihuahua	746	746
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	294	294
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	377	377
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,204	1,204
Tlaxcala	220	220
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	5,949	5,949

1/ centrales en operación al cierre de 2021.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AQ. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Bioenergía ^{2/}	Cogeneración Eficiente ^{3/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		9	41
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
TOTAL	378	1,937	25	489	2,829

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021.

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 Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado

ANEXO 4.3AR. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			23	937	55			1,015
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	284		659	1,862		1,599		4,404
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila de Zaragoza	439	69	1,174	2,799		248		4,729
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	371	644		948		2,080
Estado de México	27	31	971	1,370				2,399
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	1,266	1,126	14			2,667
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,979				2,066
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,896	1,085	30	1,306		7,307
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				288				288
San Luis Potosí	1,106	17	185	720		1,135	49	3,213
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	612	17	1,234	3,119		508		5,490
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,607	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,956		1,973	36	7,318
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,503	2,625	14,742	44,181	116	15,898	89	86,153

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021.

2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólica y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

Fuente: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3AS. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		279	12,125	14			12,614
Geotermoeléctrica	25			951				976
Eoloeléctrica	4,277		1,999	86	2	613		6,977
Fotovoltaica	522		5,326	6	100			5,955
Bioenergía ^{3/}	41	194	54				89	378
Suma renovable limpia	5,061	194	7,659	13,168	116	613	89	26,899
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma limpia no renovable	0	1,915	390	1,608	0	0	0	3,913
Total energía limpia	5,061	2,109	8,049	14,776	116	613	89	30,812
Porcentaje	59.52	80.34	54.60	33.44	100.00	3.85	100.00	35.76
Ciclo combinado	2,663	152	5,198	10,342		15,285		33,640
Térmica convencional ^{4/}	600	176	569	10,448				11,793
Turbogás ^{5/}	31	147	768	2,797				3,744
Combustión interna	148	41	157	355				701
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,503	2,625	14,742	44,181	116	15,898	89	86,153

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021.

2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólica y FV-Solar), 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: Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html> y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2022^{1/}

Nº	Nombre de la Central Eléctrica	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 El Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete II)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	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 Cilco Combinado San Lorenzo Potencia	Oriental	Puebla	Cuatlaningo	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 Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
22	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
23	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
24	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
25	Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
26	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
27	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
28	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
29	Energía Azteca VIII, El Sáuz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado

30	Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/Cogeneración
31	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
32	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
33	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
34	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
35	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
36	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
37	Central Luis Donald 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 Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
41	Central Termoléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
42	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
43	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
44	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
45	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
46	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica convencional
47	Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica convencional
48	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
49	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
50	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
51	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
52	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
53	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
54	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
55	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
56	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
57	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
58	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
59	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
60	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
61	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
62	Central Termoeléctrica presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
63	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
64	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás
65	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional

66	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
67	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
68	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna
69	Central Turbogás Los Cabos	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	Turbogás
70	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
71	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
72	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
73	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
74	Central Termoeléctrica Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	Termoeléctrica convencional

1/ solo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2022.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

ANEXO 4.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2022

N°	Nombre de la Central Eléctrica	Gerencia de Control Regional	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	Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
5	Central Lerma	Central	Michoacán de Ocampo	Contepec	Hidroeléctrica
6	Eólica del Sur	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
7	Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COG EFI
8	Abent 3T	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COG EFI
9	Eurus	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
10	Fuerza y Energía Bii Hioxo	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
11	Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipán	FV-Solar
12	Ciclo Combinado Tierra Mojada	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo Combinado
13	Pachamama	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
14	Potreros Solar	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
15	Parque Solar Don José	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
16	Energía San Luis de la Paz	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo Combinado
17	Dominica Energía Limpia	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
18	México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacoziari de García	Ciclo Combinado
19	Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
20	AT Solar V	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
21	Tuto Energy Dos	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
22	Don Diego Solar	Noroeste	Sonora	Benjamin Hill	FV-Solar
23	Parque Villanueva Solar Uno	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
24	Villanueva Solar Tres	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
25	Border Solar	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
26	Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo Combinado
27	Techgen	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
28	Los Ramones	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
29	Energía Buenavista	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo Combinado
30	El Clérigo	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado

31	Parque Eólico Reynosa III	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
32	Cogeneración de Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COG EFI
33	Eólica Mesa La Paz	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
34	Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
35	Termoeléctrica Peñoles	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
36	Tractebel Energía de Monterrey	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/COG EFI CEL
37	Termoeléctrica del Golfo	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
38	Parque Eólico Dolores	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
39	Altos Hornos de México	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
40	Parque Eólico El Mezquite	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
41	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali GEN.	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
42	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali AUT.	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
43	Rumorosa Solar	Baja California	Baja California	Tecate	FV-Solar
44	Fuerza Eólica San Matías	Baja California	Baja California	Mexicali	Eólica
45	La Pimienta	Peninsular	Campeche	Carmen	FV-Solar
46	Energía Renovable De La Península	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
47	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
48	Eólica del Golfo 1	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica

1/ solo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2022.

2/ COG: Cogeneración, COG EFI: Cogeneración Eficiente A, COG EFI CEL: Cogeneración Eficiente CEL.

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

ANEXO 4.6. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWh) 2017 - 2022 POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 ^{2/}	2022 ^{3/}
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717	35,561
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243	4,412
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075	20,314
Fotovoltaica ^{6/}	349	2,176	8,394	13,528	17,069	16,278
Bioenergía	585	600	669	600	582	617
Híbrido FV-Batería						12
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539
Ciclo Combinado	159,788	164,864	177,393	188,298	188,758	198,635
Térmica convencional ^{1/}	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001
Turbogás ^{5/}	9,796	10,752	12,197	10,103	12,381	11,511
Combustión interna ^{5/}	2,374	2,667	3,266	2,930	2,196	1,889
Carboeléctrica ^{4/}	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194
TOTAL	302,880	310,685	317,820	312,348	323,526	333,963

1/ Incluye Lecho fluidizado; combustibles diversos como Gas Natural, Diésel, Combustóleo, Coque

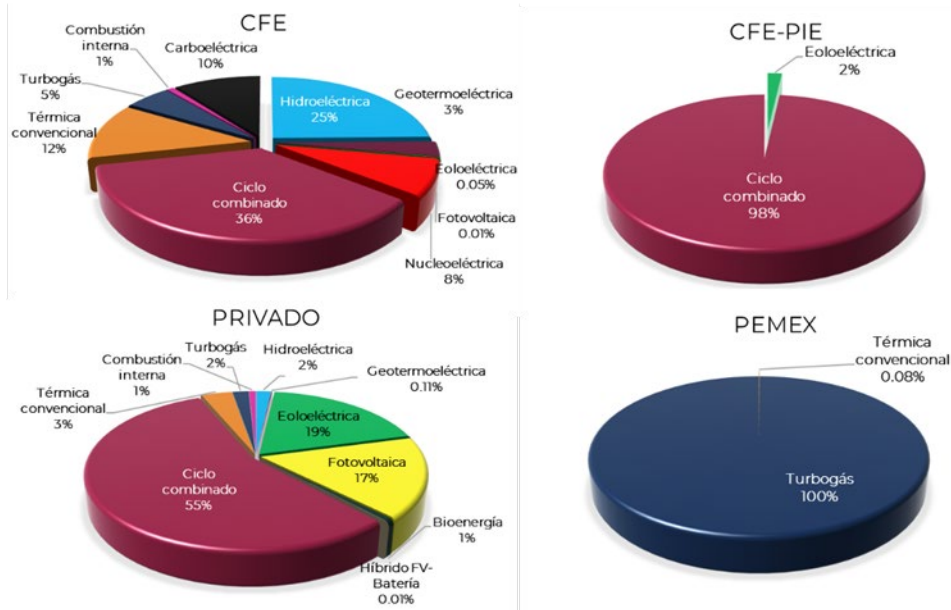
2/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2021.

3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2022.

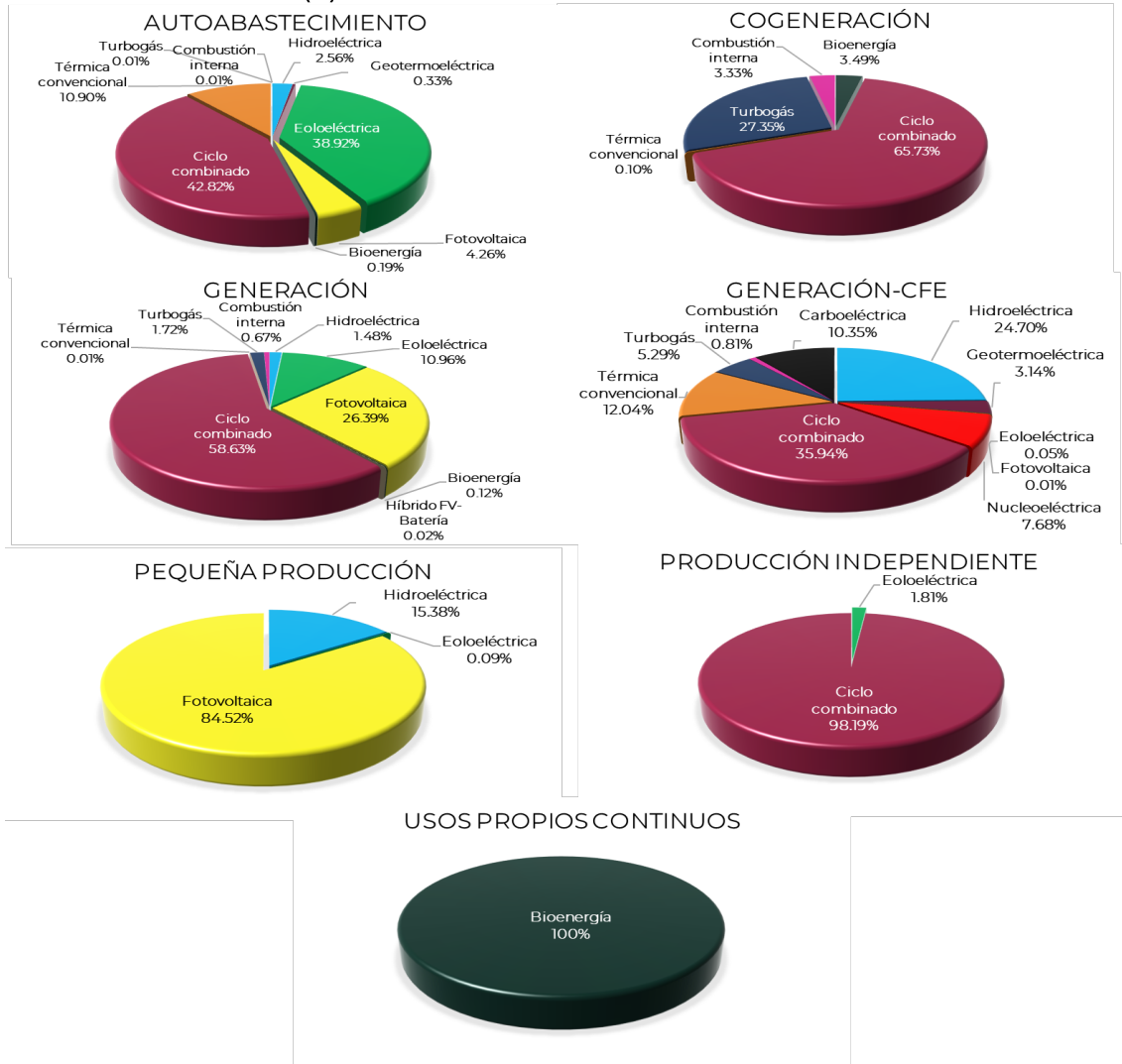
4/ Para el año 2022, la Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles generó 65.7 % fueron producidos con combustóleo.

5/ Combustible Gas Natural, Diésel, Combustóleo

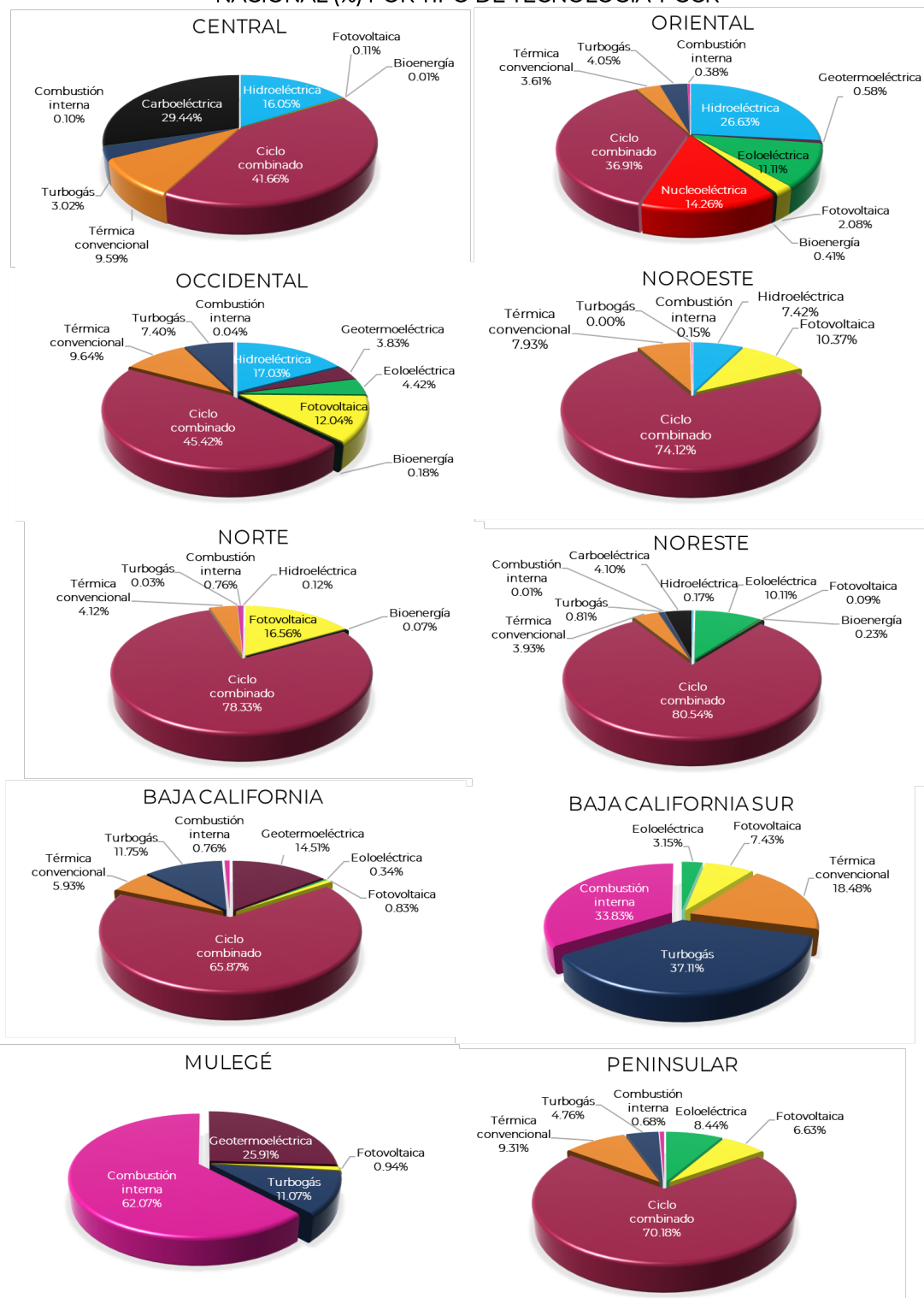
6/ Incluye sistema híbrido de Fotovoltaico-Batería

4.6A. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2022, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL ELÉCTRICA Y PROPIETARIO


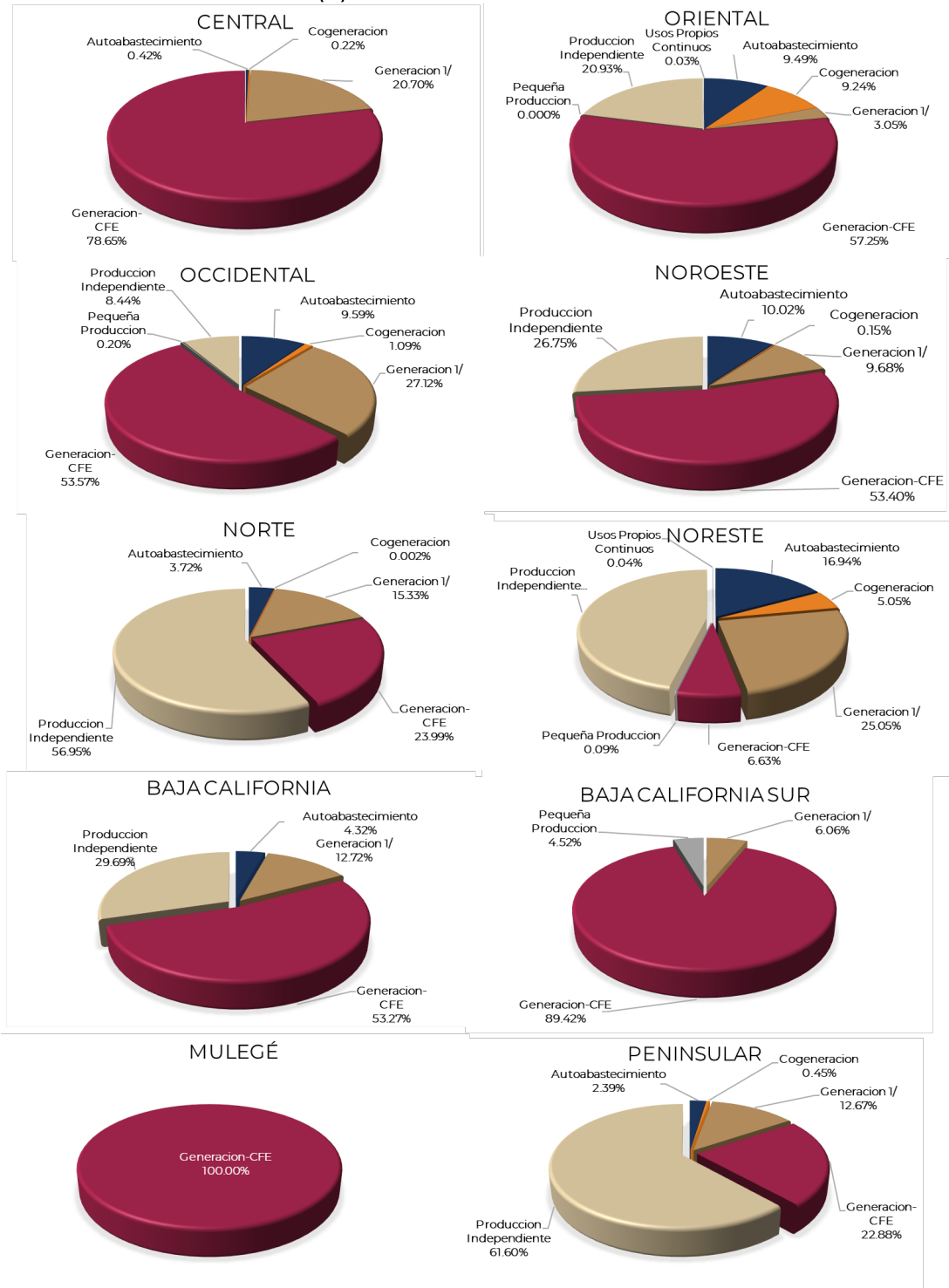
Nota: En fotovoltaico privado se incluye proyecto Híbrido FV-Batería

ANEXO 4.6B. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2022, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y MODALIDAD PERMISO


Nota: En fotovoltaico Generación se incluye proyecto Híbrido FV-Batería.

ANEXO 4.6C. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2022, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y GCR


NOTA: / Para el año 2022, la Carboeléctrica de la GCR Central por ser dual, generó el .65.73% con Combustóleo. En Baja California Sur el Fotovoltaico incluye proyecto Híbrido FV-Batería

ANEXO 4.6D. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2022, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR MODALIDAD DE PERMISO Y GCR


ANEXO 4.7. Conversión de Ciclo Combinado de CFE

GCR	Cap. Neta (MW)	Año conversión	H ₂ (MW)	CH ₄ (MW)
NOROESTE	2,169	2033	651	1,518
NORESTE	205	2034	61	143
ORIENTAL	1,686	2035	506	1,180
PENINSULAR	1,524	2036	457	1,067
BAJA CALIFORNIA (SIBCS Y SIBC)	695	2028 y 2031	208	486

Fuente: SENER

**ANEXO 4.8. ADICIONES DE CAPACIDAD POR
TECNOLOGÍA DE ENE 2023 A DIC 2026**

Tecnología	Cap. Inst. 2023 - 2026 MW	% de participación
Ciclo Combinado	6,328	27.68%
Combustión Interna	1,025	4.48%
Turbogás	274	1.20%
Cogeneración Eficiente	12	0.05%
Bioenergía	8	0.03%
FV-Solar	7,298	31.92%
Eólica	2,644	11.56%
Hidroeléctrica	491	2.15%
Banco de Baterías	2,333	10.20%
GD-FV	2,422	10.59%
Geotérmica	25	0.11%

Fuente: SENER

ANEXO 4.9A. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS ALTO

Combustible	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Combustóleo	23.68	16.78	14.61	13.24	12.27	12.10	12.31	12.55	12.90	13.16	13.38	13.71	14.00	14.18	14.42
Diésel	43.97	37.73	35.07	33.14	32.05	31.59	31.42	31.24	31.26	31.12	30.95	30.85	30.89	30.81	30.63
Carbón	3.92	4.02	4.14	4.25	4.37	4.49	4.61	4.74	4.87	5.00	5.14	5.28	5.43	5.58	5.73
Gas Natural	7.55	6.96	6.46	5.97	5.87	5.79	5.72	5.64	5.55	5.46	5.37	5.29	5.20	5.18	5.14
Uranio	0.74	0.75	0.76	0.78	0.79	0.81	0.83	0.85	0.87	0.89	0.91	0.93	0.96	0.98	0.99

Fuente: SENER

ANEXO 4.9B. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS MEDIO

Combustible	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Combustóleo	14.27	12.20	9.93	9.01	8.45	8.44	8.48	8.48	8.53	8.58	8.62	8.64	8.66	8.71	8.74
Diésel	33.75	32.86	30.55	28.16	26.98	26.12	25.92	25.75	25.43	25.31	25.20	25.14	25.08	25.04	24.98
Carbón	3.85	3.91	3.97	4.04	4.10	4.17	4.23	4.30	4.37	4.44	4.51	4.58	4.66	4.73	4.81
Gas Natural	5.69	4.18	4.08	4.23	4.31	3.68	3.66	3.64	3.70	3.71	3.73	3.74	3.76	3.75	3.74
Uranio	0.73	0.74	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.85	0.86

Fuente: SENER

ANEXO 4.9C. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS BAJO

Combustible	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Combustóleo	10.86	8.87	7.85	6.85	6.05	4.30	4.02	3.74	3.69	3.61	3.54	3.48	3.41	3.33	3.28
Diésel	27.82	24.46	23.08	22.21	21.70	20.25	20.30	20.34	20.38	20.29	20.25	20.18	20.10	19.98	19.89
Carbón	3.83	3.87	3.90	3.94	3.97	4.01	4.05	4.08	4.12	4.16	4.19	4.23	4.27	4.31	4.35
Gas Natural	4.48	3.27	3.11	3.04	2.96	2.91	2.84	2.86	2.91	2.91	2.90	2.90	2.91	2.90	2.88
Uranio	0.73	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.82	0.83	0.84	0.84

Fuente: SENER

ANEXO 4.10a. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA

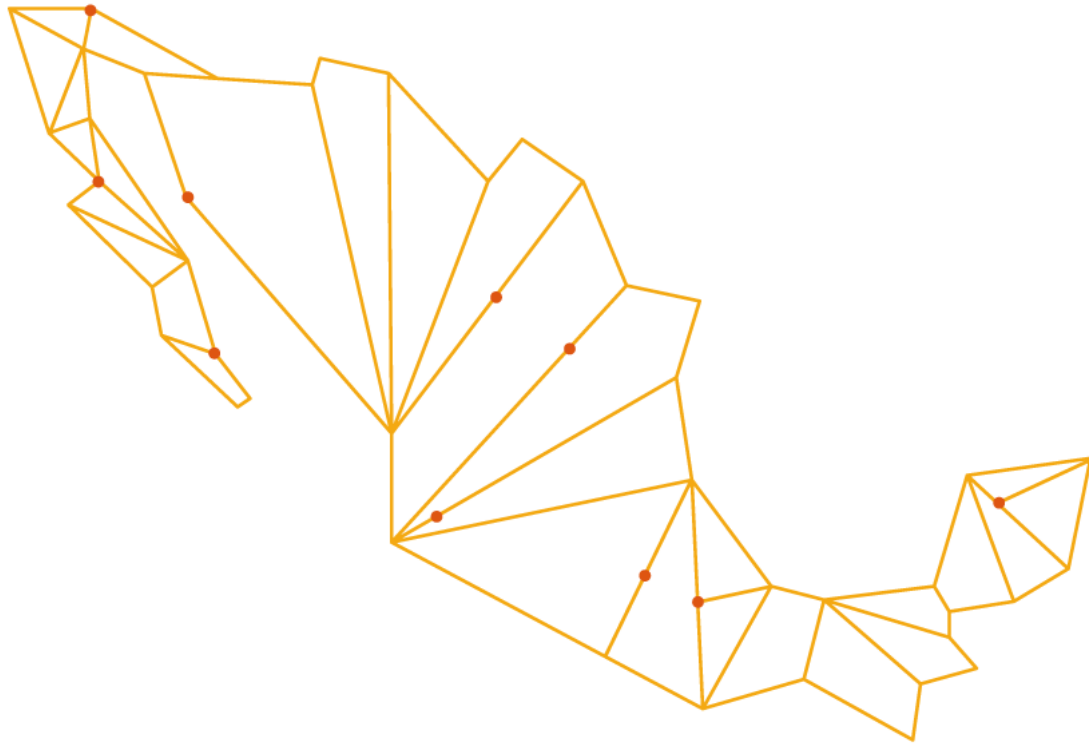
GCR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
BC	0.5	2.3	29.4	30.8	27.9	28.6	24.6	22.7	30.9	27.3	24.7	21.5	22.7	23.2	23.3
BCS	60.6	52.8	46.1	46.3	52.3	65.4	69.6	72.2	78.6	75.1	71.7	68.0	64.2	66.4	61.1
SIN	26.0	31.4	37.0	36.2	37.6	39.7	41.2	44.1	46.4	47.9	46.0	44.8	43.1	42.3	42.5

Fuente: SENER

ANEXO 4.10b. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA

GCR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
BCN	7.6	5.2	34.6	32.2	29.3	26.7	22.8	20.9	29.8	26.3	23.7	20.8	20.8	20.9	20.8
BCS	52.8	45.6	38.6	39.6	39.5	48.4	47.5	46.4	47.6	44.9	42.1	38.7	37.0	42.4	37.9
SIN	20.1	19.8	23.9	21.2	20.7	21.3	21.0	26.7	28.2	29.4	27.6	25.2	23.6	21.8	21.2

Fuente: SENER



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

2023

Centro Nacional de Control de Energía