Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista

PAMRNT
2020 - 2034

CENACE®
Centro Nacional de Control de Energía

ÍNDICE

I. Introducción 8

II. Fundamento legal 12

III. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM 14

Coordinación con el CENAGAS 20

IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional 22

Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional 22

Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional 23

Enlaces para evaluaciones económicas de proyectos propuestos 27

Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 28

Evolución de la Capacidad Instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2020 31

Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 33

Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional 35

Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura 37

Generación Distribuida 39

Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas 43

Evolución de Metas de Energías Limpias y emisión de CO_2 47

Evolución de precios de combustibles 49

Margen de Reserva 50

Ejercicio de planeación de la matriz Energética Nacional al 2050 con diferentes escenarios de estudio 53

Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 65

Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2020-2024 68

Estudios de Servicio de Transmisión (Porteo) 71

V. Diagnóstico operativo 2019 74

Por Gerencias de Control Regional 74

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2019 92

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN 92

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC 94

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS - LPZ 96

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé 97

Comportamiento de la generación hidráulica 99

Margen de Reserva Operativa 100

Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2019 101

Principales corredores de transmisión saturados 104

Estadística de los Estados Operativos Alerta y Emergencia 106
Interrupciones en el suministro de energía 108
Indicadores de desempeño de la RNT y las RGD del MEM en 2019 110
VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica 112
Introducción 112
Correlación de la demanda y consumo con otros factores 112
Proceso de Pronóstico 114
Situación de la Industria Eléctrica 115
Escenario Macroeconómico 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria 123
Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2020 — 2034 124
Consumo bruto 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria 124
Consumo final (GWh) 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria 127
Pérdidas de energía eléctrica 2020 — 2034 128
Movilidad Eléctrica 2020 — 2034 129
Demanda Máxima 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria 132
Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2020-2022 138
Impacto económico del COVID-19, Pronóstico de Demanda y Consumo 2020 — 2024 Contingencia Sanitaria 139
Escenarios Contingencia Sanitaria 2020 — 2034 177
Pronóstico de Demanda y Consumo 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria 180
Consumo bruto 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria 180
Consumo Final 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria 183
Demanda Máxima 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria 184
VII. Características de los escenarios de estudio 191
Demanda máxima de verano 191
Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste y Norte 192
Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste, Norte y Noreste 192
Demanda máxima de verano, Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur 193
Demanda máxima de invierno 195
Demanda mínima de invierno 195
Demanda media de invierno 195
VIII. Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión 198
Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT instruidos por la SENER que cuentan con recursos asignados en 2021 198
Impacto en la GCR Central 206

Impacto en la GCR Oriental 212
Impacto en la GCR Occidental 226
Impacto en la GCR Noroeste 233
Impacto en la GCR Norte 249
Impacto en la GCR Noreste 256
Impacto en la GCR Peninsular 261
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California 273
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur 283
Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé 286
IX. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM 289
Objetivo de los proyectos de ampliación 289
Proceso de planeación de la RNT y las RGD del MEM 289
Proyectos instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional 290
Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER hasta 2019 301
Proyectos Instruidos de Ampliación de la RNT que modifican sus metas físicas derivadas de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional 325
Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT 351
Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos por la SENER 637
Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM 659
Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF) 721
Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución 733
X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM 769
Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER hasta 2019 769
Proyectos Propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT 770
XI. Proyectos del CEMIE-Redes 824
Antecedentes 824
Descripción general 825
PE-A-01 - Coordinación Técnica del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes 825
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 826
PE-A-03 - Desarrollo de Herramientas Inteligentes para Aplicaciones de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 828
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) 830
PE-A-05 - Desarrollo de componentes de una función de seguridad para la evaluación de la estabilidad transitoria en línea y en tiempo real 832

PE-A-06 - Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis 835

PE-A-07 - Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución 838

PE-A-08 - Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia 840

PE-A-09 - Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución 842

PE-A-10 - Gestión de activos de subestaciones 844

PE-A-11 - Desarrollo de un Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión 847

PE-A-12 - Asimilación tecnológica de "Vehículos Aéreos No Tripulados" en el sector eléctrico 850

PE-A-13 - Análisis Técnico, Económico y Regulatorio de Sistemas de Almacenamiento de Energía en México 851

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 853

PE-A-15 - Capacidad de integración de GD para circuitos no evaluados por el distribuidor y mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas 855

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 856

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 858

PE-A-18 - Plataforma digital para evaluación teórica y práctica en línea, para la autorización de unidades de inspección de la industria eléctrica (PLADIEVA) 860

PE-A-19 - Metodología y tecnología para la agregación de demanda controlable dispersa y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de México 862

PE-A-20 - Soluciones de ciberseguridad para la protección de activos e infraestructura en la Red Eléctrica Inteligente 863

PE-A-21 - Microrredes eléctricas para la electrificación de comunidades aisladas, y para desarrollar y evaluar tecnologías de generación distribuida 866

XII. Escenarios previstos de planeación 871

Referencias Generales para la Planeación 871

Consideraciones de los escenarios 872

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2022 y 2024 873

Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs para el 2022-2024 880

Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2022 y 2024 885

Comportamiento operativo de la demanda máxima de invierno a las 20:00 hs para el 2022 y 2024 891

Límites de transmisión 2021 y 2027 896

XIII. Incorporación de proyectos estratégicos de infraestructura para cumplir con la política energética nacional 898

Obras de interconexión y Refuerzo en la RNT identificadas para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional 901

XIV. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo 923

Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2025 – 2034 923

Proyectos en estudio 928

Anexo Capítulo IV Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional 937

Anexo Capítulo VI Generación Distribuida y Electromovilidad 976

Generación Distribuida 976

Aplicaciones de Generación Distribuida 977

Beneficios y Contras de Generación Distribuida 977

Electromovilidad 978

Redes Eléctricas Inteligentes 982

Panorama Internacional de Generación Distribuida 984

Panorama Internacional de Electromovilidad 987

Situación actual en México 991

Generación Distribuida 2019 995

Electromovilidad 2019 1000

Estrategias para fomentar la Generación Distribuida y Electromovilidad 1004

Prospectiva Generación Distribuida 2020-2034 1005

Prospectiva Electromovilidad 2020-2034 1011

Consumo eléctrico e impacto de la Electromovilidad 2020-2034 1018

Prospectiva movilidad eléctrica en el mundo 2020-2034 1020

1

INTRODUCCIÓN

I. 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; 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 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, tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes 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 (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del 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, 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 Comisión Reguladora de Energía (CRE) para su autorización y opinión respectivamente los PAMRNT.

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 2020 – 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 sistema.

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 2020-2034:

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

En el capítulo III 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 IV se incluye un resumen de la Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional, 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 V se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2019. Se muestran las problemáticas operativas por Gerencia de Control Regional (GCR), el comportamiento en el margen de reserva operativo, la congestión en la RNT, las problemáticas de sobrecargas en la transformación, los nodos y zonas con deficiencias en el control de la Calidad del voltaje, 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 a futuro los proyectos que solucionen problemáticas que se irán agravando, para proponerse a la aprobación de la SENER y opinión de la CRE.

En el capítulo VI se muestran los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, incluyendo las variables de generación distribuida y electromovilidad que tendrán un impacto importante en estos en el largo plazo. Adicionalmente, se incluye un análisis detallado del impacto del COVID-19 en los pronósticos.

En el capítulo VII 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 VIII se presenta un resumen de los proyectos instruidos por SENER que tienen recursos para ejercer por parte de CFE Transmisión en 2021 y los que aún quedarían pendiente de iniciar. Adicionalmente, se incluye el impacto a la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro eléctrico, por GCR, debido al retraso en la entrada

en operación de los proyectos instruidos.

En el capítulo IX 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) que justifican técnica y económicamente la necesidad en su construcción de los proyectos identificados de ampliación de la RNT y las RGD del MEM en el ejercicio de planeación de 2020.

En el capítulo X 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 2020.

En el capítulo XI se incluyen los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctrica Inteligentes (CEMIE-Redes).

En el capítulo XII se muestran los Escenarios previstos de planeación incluyendo los proyectos identificados de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM.

En el capítulo XIII se describen las Obras de Interconexión y de Refuerzo de los proyectos estratégicos de generación en atención al Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica que la SENER ha tenido a bien establecer como estratégicos para cumplir con la política energética nacional, lo anterior, sin menoscabo de que dichos proyectos, cumplan en lo aplicable con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Finalmente, en el capítulo XIV se presenta un listado de los proyectos indicativos identificados para la ampliación de la RNT en el periodo de 2025 a 2034.

2

FUNDAMENTO LEGAL

II. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la SENER y a la CRE, las propuesta del PAMRNT para el periodo 2020 – 2034, 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; 1°, párrafos primero y tercero, 3°, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1°, párrafo primero, 2°, 6°, 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 DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

III. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Para la definición de los proyectos propuestos que integrarán el PAMRNT 2020-2034, el CENACE realiza los estudios técnicos y económicos de acuerdo con el proceso que se muestra en la figura 3.1.

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 Sistema Eléctrico Nacional, reducción de los costos del suministro de energía, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, minimizar las congestiones en la RNT, programar proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes, 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 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 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 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 algunos 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 diferentes casos de 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 los corredores significativos del Sistema Eléctrico Nacional.

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 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 η-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 de la red de transmisión, el Sistema Eléctrico Nacional se modela por regiones con los correspondientes enlaces y límites de transmisión 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 con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible que consume; se modela la indisponibilidad estadística y proyectada de las Centrales Eléctricas. Para las Centrales Eléctricas intermitentes, el comportamiento estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios proporcionado por la SENER.

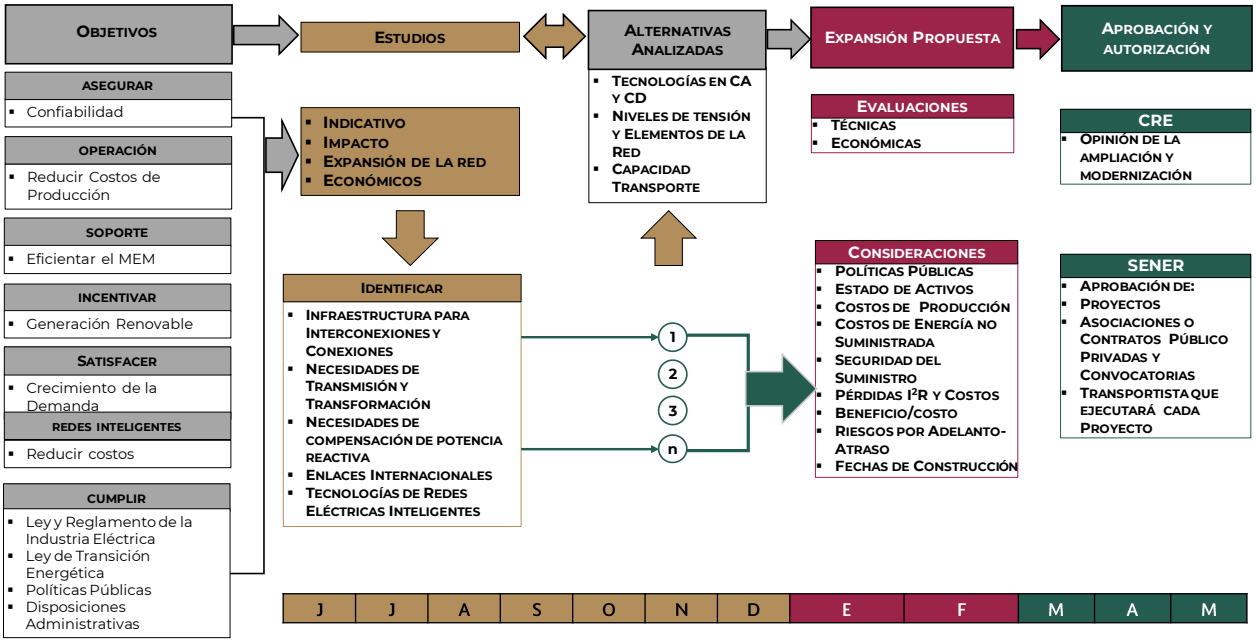
Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas líneas de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

En la realización 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.

Para 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. Proceso anual del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista



En la figura 3.2 se muestra el proceso para la evaluación del desempeño de la Confiabilidad en la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista, del cual se obtiene el modelo de la red eléctrica con los nuevos proyectos programados para el corto y mediano-largo plazo.

En el horizonte de tiempo de corto y mediano plazos (η+2 a η+6), se desarrolla 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 (SE).

El modelo en el horizonte de tiempo de corto plazo para los estudios de evaluación del desempeño de la red eléctrica está compuesto de los componentes de secuencia positiva para flujos de carga, de secuencia cero para cálculos de corto circuito y de los modelos matemáticos y controles de las unidades de las 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 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.

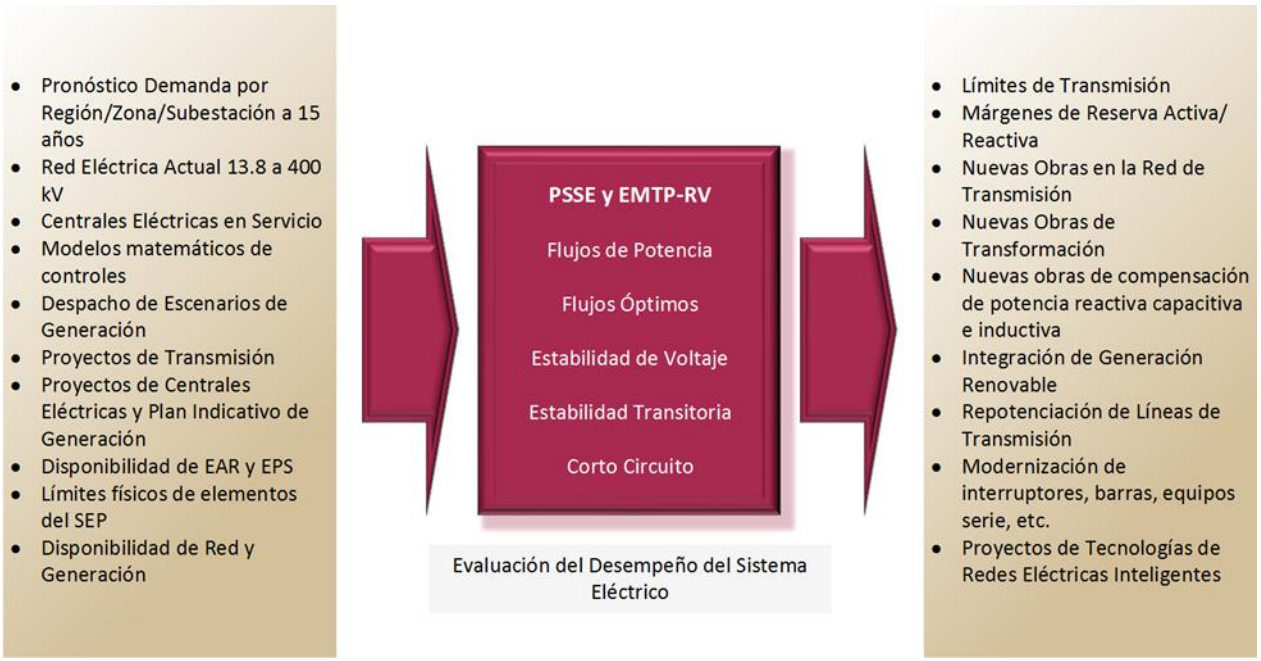
En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo (η+6 a η+14) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por

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

Con los modelos de red 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 Mercado Eléctrico Mayorista 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 Redes Eléctricas Inteligentes para preservar, mejorar la Confiabilidad del SEN ante la incorporación masiva de generación renovable (intermitente) en la RNT y generación distribuida. Asimismo, con el propósito de reducir los costos de suministro de energía eléctrica.

Figura 3.2. Proceso de evaluaciones de la ampliación de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista



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 el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT), el cual considera 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, 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 de proyectos de transmisión consisten en: costos totales de producción de energía, costos de energía no suministrada, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, factores de utilización de las LT, etc.

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

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

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

Los principales beneficios que se obtienen consisten en los ahorros de costos de producción y ahorros en el costo de la energía no suministrada. Otros beneficios que se determinan son los asociados a reducción de emisiones contaminantes.

En la figura 3.3 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo PEGyT.

En esta fase de estudios, el Sistema Eléctrico Nacional se modela simplificando la red física de transmisión por regiones y manteniendo los parámetros físicos de las líneas de Transmisión (LT) entre regiones con sus correspondientes límites de transmisión.

Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos troncales de la RNT.

Figura 3.3. Proceso de estudios económicos y de energía 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 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 (η+6 a η+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-costo mayor a la unidad.
Para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación en el mediano plazo, se utiliza la metodología

de planificación dinámica, la cual consiste en la solución de sub-problemas estáticos (año por año) iniciando del año "η+6" al "η+14", y posteriormente de regreso, del año "η+14" al "η+6". Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

En la figura 3.4 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo México.

Figura 3.4. Proceso de estudios probabilísticos de Confiabilidad compuesta para la ampliación de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista

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 Mercado Eléctrico Mayorista.

La elaboración del PIIRCE, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica 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

IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

El SEN está conformado por nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado, 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 Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la operación segura y confiable del SEN.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), está integrado por las siete regiones: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El sistema de Baja California, opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -Western Electricity Coordinating Council (WECC)- por medio de dos LT conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

Mientras que los sistemas eléctricos de Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre sí, así como del resto de la red eléctrica nacional.

Figura 4.1.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La red de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La expansión de la red 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 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 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 a las RGD y a los usuarios 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 en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las redes 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.

Al 31 de diciembre de 2019, en la RNT se tenían 108,908 km de líneas transmisión, 0.8% más que en 2018; el mayor crecimiento se dio en 400 kV (1.8%), seguido por en 230 kV (1.1%). Al 31 de diciembre de 2020, se registró un crecimiento de 115.1 km con respecto al 2019 (65.9 km en 230 kV, 47.3 km en 115 kV y 1.9 km en 400 kV). El cuadro 4.2.1 muestra los km de líneas de transmisión de 2018 a 2020.

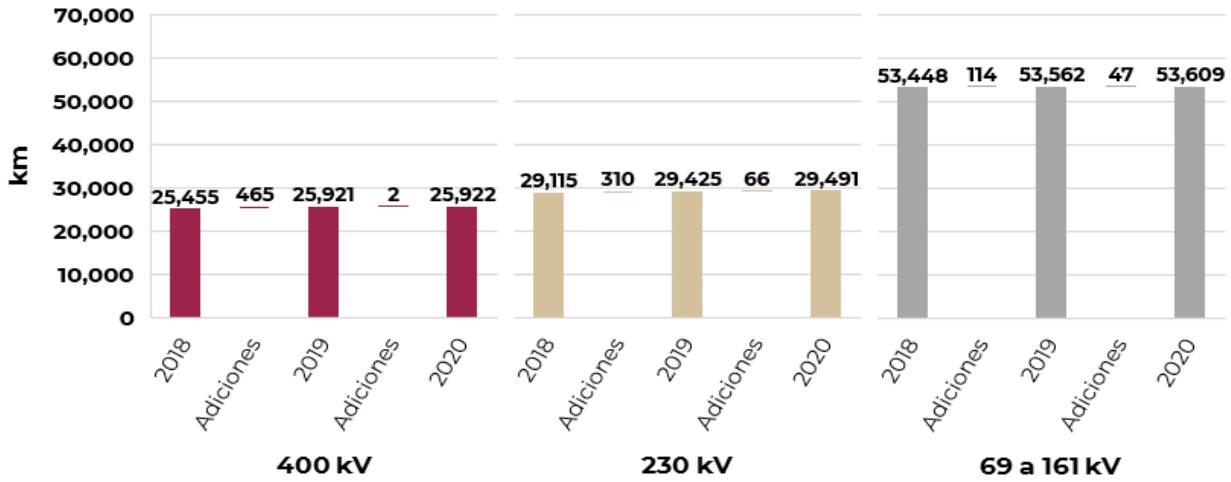
En la figura 4.2.1, muestra las adiciones de km de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2018 a 2020.

Cuadro 4.2.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud (km) 2018	Longitud (km) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Longitud (km) 2020	TCA 2019-2020 (%)
Transmisión 161 a 400 kV	**55,088**	**55,865**	**1.4%**	**55,933**	**0.1%**
400 kV	25,455	25,921	1.8%	25,922	0.0%
230 kV	29,115	29,425	1.1%	29,491	0.2%
161 kV	519	519	0.0%	519	0.0%
Transmisión 69 a 138 kV	**52,929**	**53,043**	**0.2%**	**53,090**	**0.1%**
138 kV	1,779	1,779	0.0%	1,779	0.0%
115 kV	48,013	48,127	0.2%	48,174	0.1%
85 kV	795	795	0.0%	795	0.0%
69 kV	2,343	2,343	0.0%	2,343	0.0%
Total	**108,018**	**108,908**	**0.8%**	**109,023**	**0.1%**

Fuente: Información de CFE.

Figura 4.2.1. Adiciones en infraestructura de transmisión de la RNT en 2019-2020 (km) 1/



1/ Fuente: Elaborado con información de CFE.

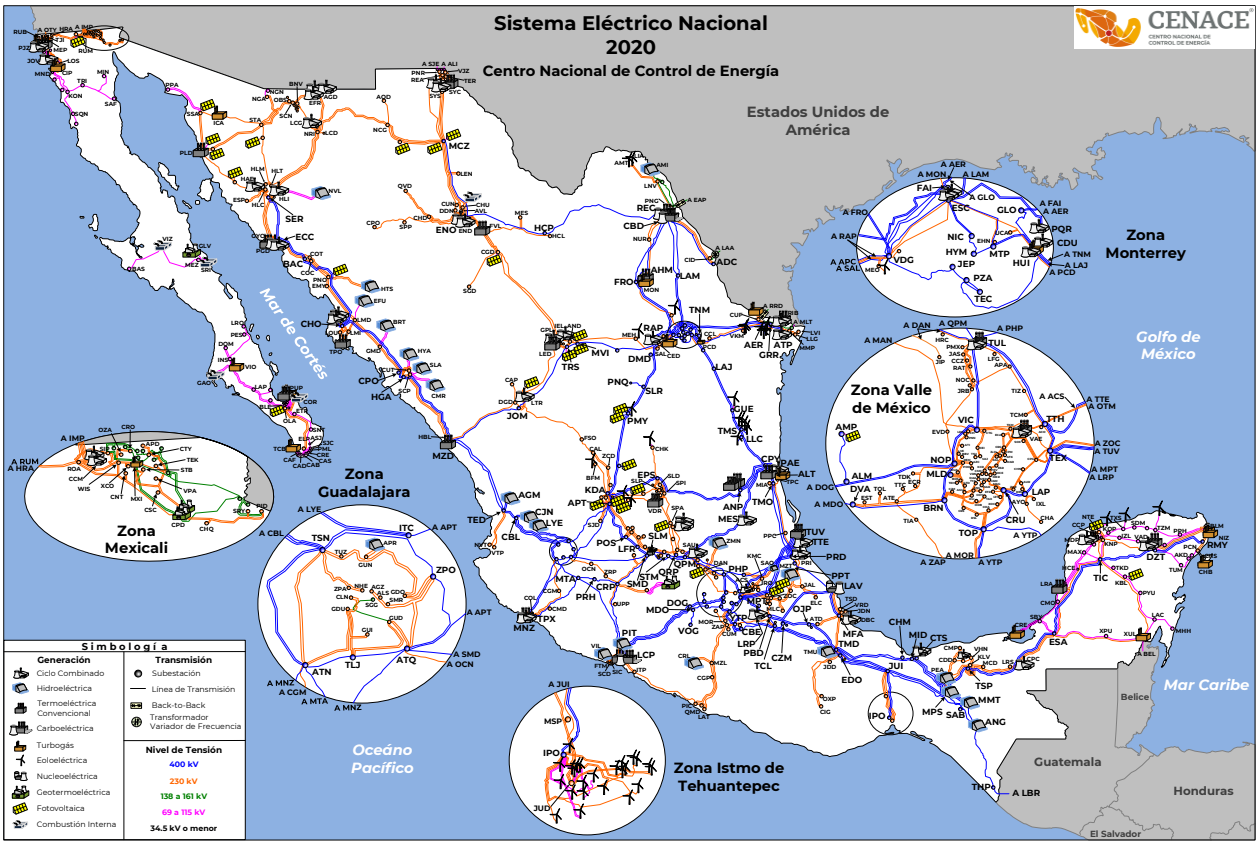
En SE de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 4,194 MVA en bancos de transformación de 2018 a 2020, de los cuales 1,664 MVA corresponden a transformación de la RNT y 2,530 MVA corresponde a transformación de la RGD del MEM.

En el cuadro 4.2.2 muestra un resumen de las adiciones por año. En la figura 4.2.2 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California, se tiene tres sistemas eléctricos aislados eléctricamente del SIN.

Cuadro 4.2.2. Adiciones en infraestructura de subestaciones de la RNT y RGD

Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2018	Capacidad de transformación (MVA) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Capacidad de transformación (MVA) 2020	TCA 2019-2020 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	113,143	114,707	1.4%	114,807	0.1%
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	72,662	74,007	1.9%	75,192	1.6%
Total	**185,805**	**188,714**	**1.6%**	**189,999**	**0.7%**

Figura 4.2.2. Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2020



Principales enlaces internacionales

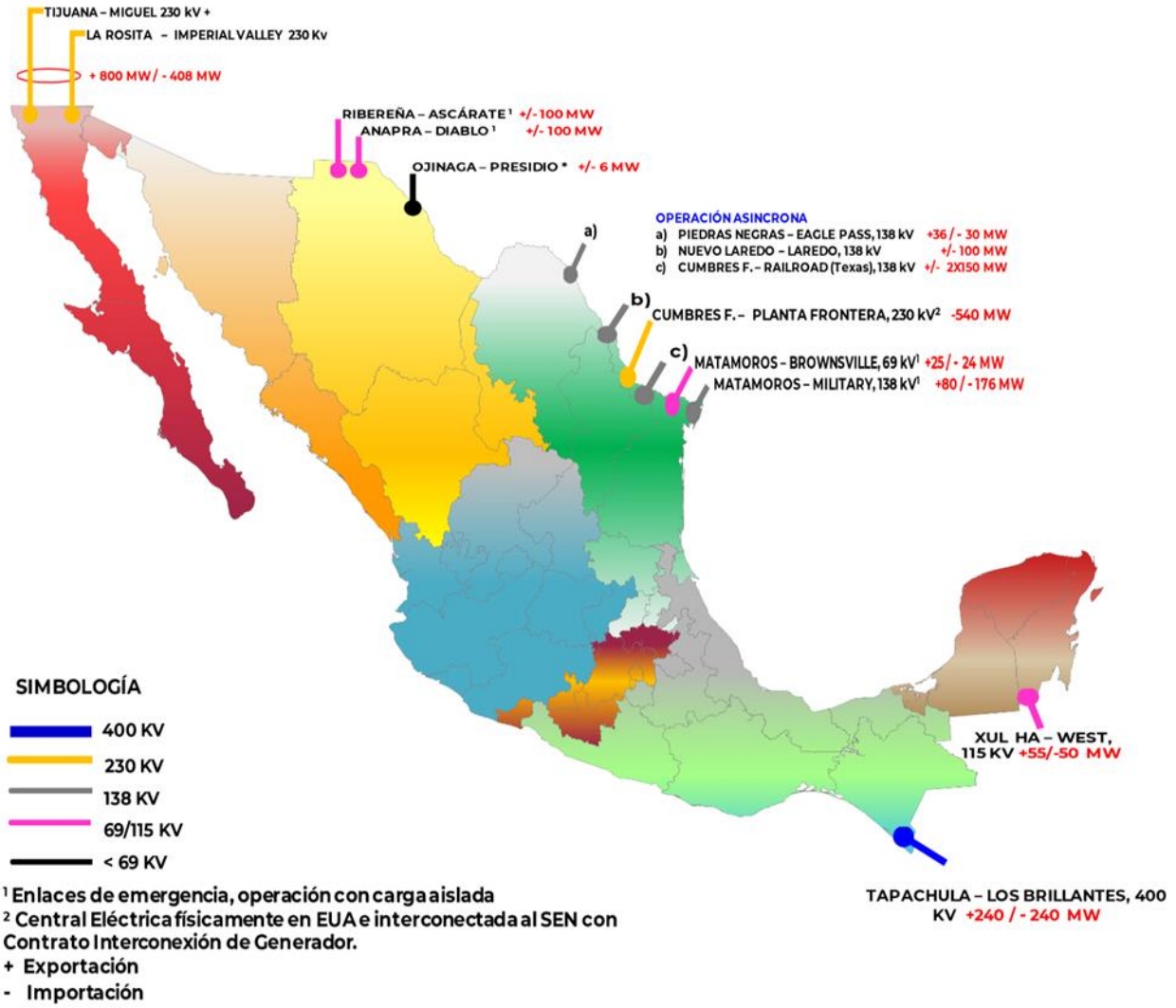
Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la figura 4.2.3. Con Texas, USA, se tienen tres enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

Durante 2017, se inició oficialmente la operación comercial de una Central Eléctrica de generación instalada en Texas, EUA, con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN. Aunque en un principio, operó con permiso como Importador, actualmente entrega el total de su energía al MEM con permiso como Generador al amparo de la LIE.

En Baja California se tienen dos centrales de ciclo combinado y una eólica que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC

El cuadro 4.2.3 presenta la energía eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales, el cuadro 4.2.4 presenta los factores de utilización con respecto a las capacidades de importación y exportación.

Figura 4.2.3. Sistema Eléctrico Nacional Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2019



Cuadro 4.2.3. Energía Eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales 2017 a 2020

Nombre del enlace internacional	2017		2018		2019		2020	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	826,357	704,254	1,733,684	1,364,191	2,251,037	1,508,993	1,378,038	848,403
Cumbres Frontera - Rail Road	756,550	4,852	702,594	25,547	721,879	56,668	47,915	127,659
Piedras Negras - Eagle Pass	121,525	2,706	101,706	4,591	66,789	10,651	7,649	11,004
Cd. Industrial - Laredo Americano	223,381	5,146	445,518	12,899	318,895	17,823	92,415	29,241
Tapachula - Los Brillantes	78,712	831,965	689,162	783,987	515,426	1,106,560	99,155	998,808
Xul Ha - Belice	27.62	230,085	143.79	235,046	12.58	383,725	23.45	270,309
Total	**2,006,552**	**1,779,009**	**3,672,807**	**2,426,262**	**3,874,038**	**3,084,420**	**1,625,195**	**2,285,424**

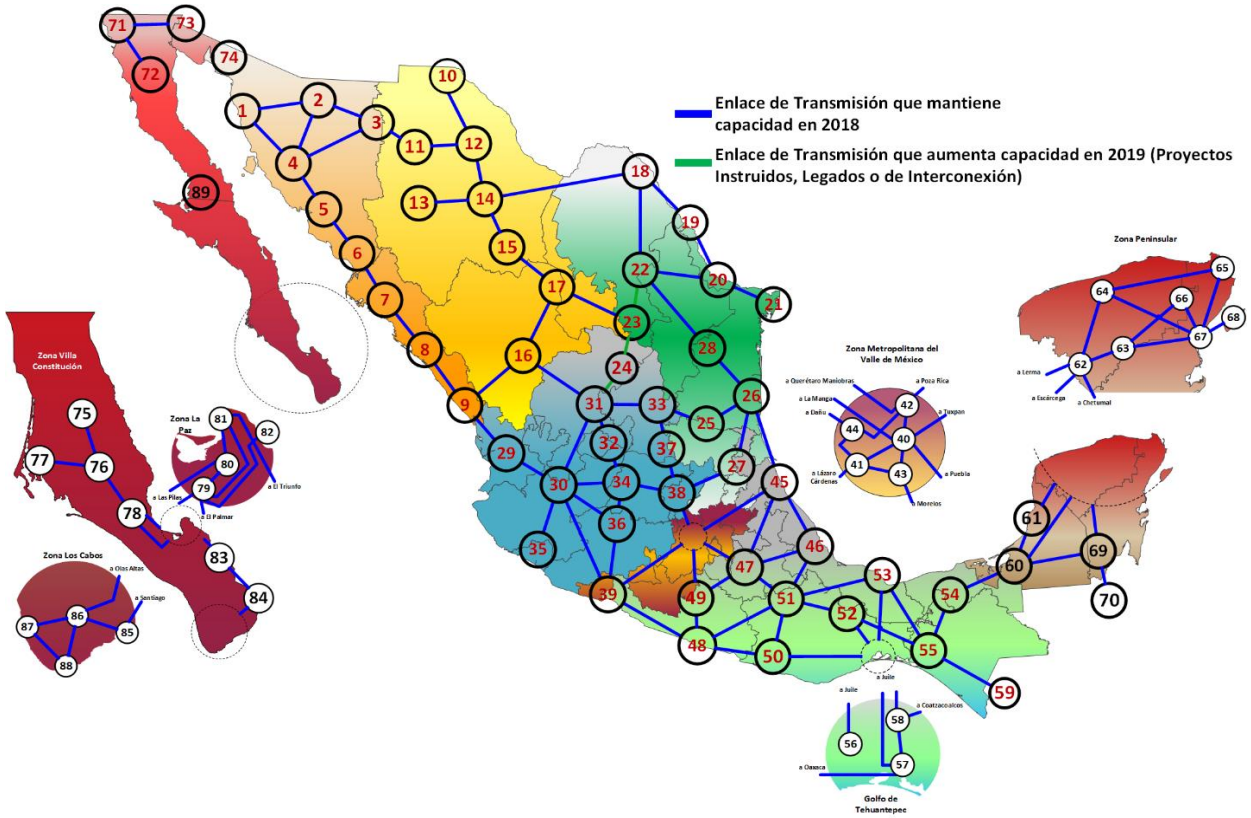
Cuadro 4.2.4. Factor de utilización (%) de los principales enlaces internacionales 2017 a 2020

Nombre del enlace internacional	2017		2018		2019		2020	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	23.1%	10.0%	48.5%	19.5%	63.0%	21.5%	38.6%	12.1%
Cumbres Frontera - Rail Road	28.8%	0.2%	26.7%	1.0%	27.5%	2.2%	1.8%	4.9%
Piedras Negras - Eagle Pass	46.2%	0.9%	38.7%	1.5%	25.4%	3.4%	2.9%	3.5%
Cd. Industrial - Laredo Americano	25.5%	0.6%	50.9%	1.5%	36.4%	2.0%	10.5%	3.3%
Tapachula - Los Brillantes	3.7%	39.6%	32.8%	37.3%	24.5%	52.6%	4.7%	47.5%
Xul Ha - Belice	0.0%	47.8%	0.0%	48.8%	0.0%	79.6%	0.0%	56.1%

Enlaces para evaluaciones económicas de proyectos propuestos

En la figura 4.3.1 se presenta los elementos de los enlaces entre regiones en 2019 con los que el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Anexo 4.1.

Figura 4.3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2019



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

A continuación, se presentan la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AUT), Cogeneración (COG), Pequeña Producción (P.P.), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) del SEN a octubre de 2020, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior 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 (GEN).

Al cierre del 2019 la capacidad entregada a la red de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 78,447 MW, mientras que al 31 de diciembre de 2020 se incrementó hasta 83,121 MW considerando las unidades de Central Eléctrica en operación, lo cual refleja un incremento de 5.96% con respecto al 2019. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como centrales de ciclo combinado (1,546 MW), centrales eólicas (454 MW) y centrales fotovoltaicas (1,503 MW).

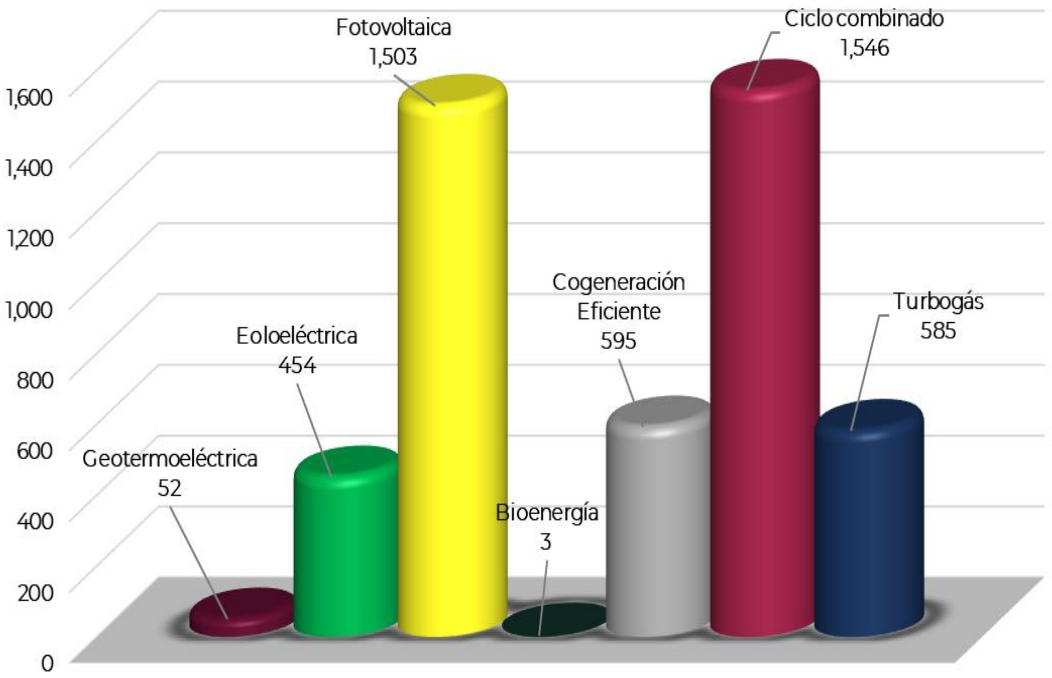
En el cuadro 4.4.1 se presenta la capacidad instalada en el SEN por los principales tipos de tecnologías para el 2019 y al 31 de diciembre de 2020. En la figura 4.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada al 31 de diciembre de 2020.

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

Tecnología	2019	2020 1/
Hidroeléctrica	12,612	12,612
Geotermoeléctrica	899	951
Eoloeléctrica	6,050	6,504
Fotovoltaica	3,646	5,149
Bioenergía 2/	375	378
Suma limpia renovable	23,582	25,594
Nucleoeléctrica	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	1,710	2,305
Frenos Regenerativos		
Suma limpia no renovable	3,318	3,913
Total energía limpia	**26,900**	**29,506**
%	**34.29**	**35.50**
Ciclo combinado	30,402	31,948
Térmica convencional 3/	11,831	11,809
Turbogás 4/	2,960	3,545
Combustión interna	891	850
Carboeléctrica	5,463	5,463
Total	**78,447**	**83,121**

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, enero-diciembre de 2020. No incluye capacidad en pruebas
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 información CRE del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.
Fuente: CFE, CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html, registros MEM

Figura 4.4.1. Adiciones de capacidad instalada en 2020 (MW)

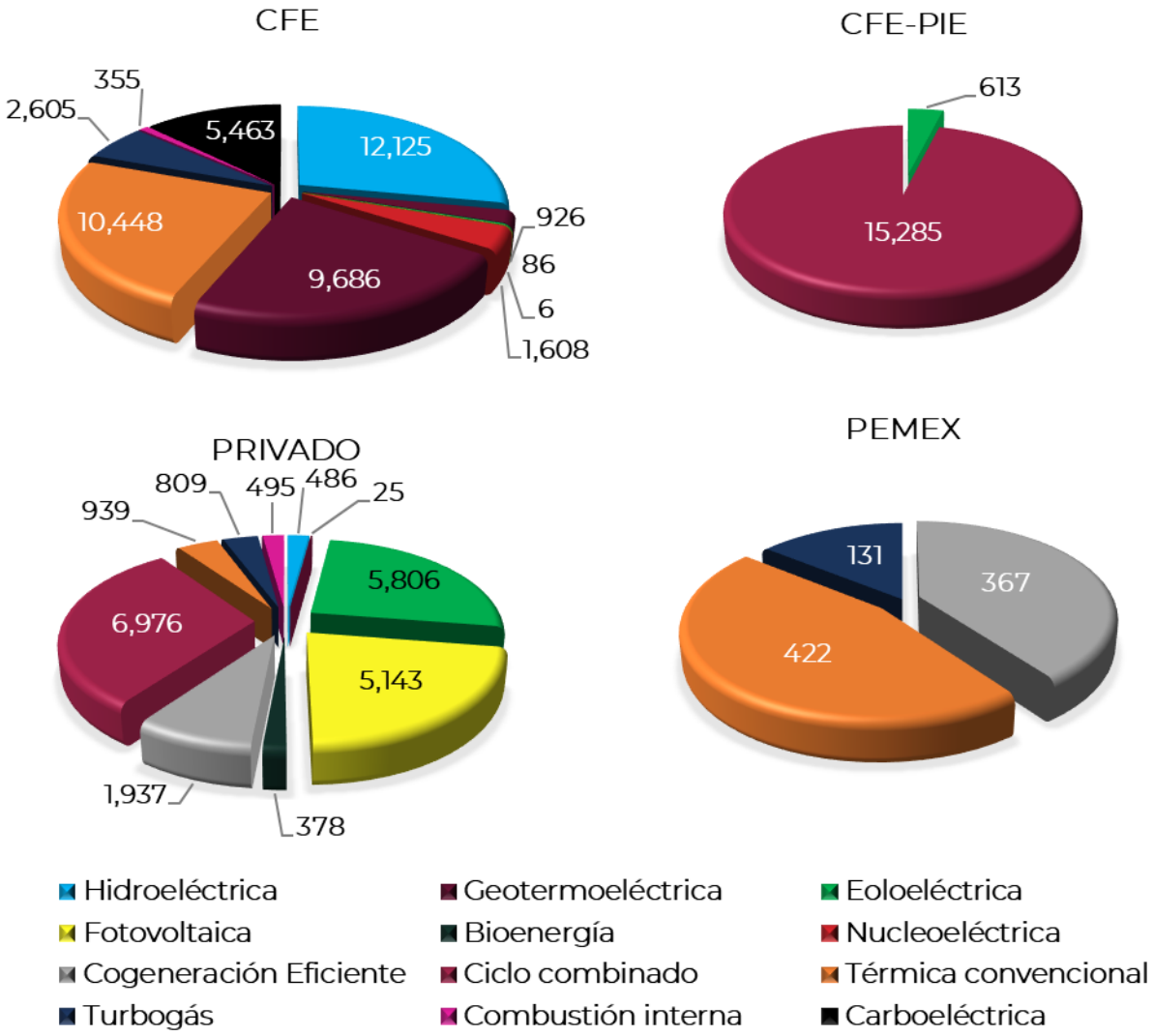


En el año 2019, la capacidad instalada de las centrales de Energía Limpia tales como, hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas, fotovoltaicas y de bioenergía, fue de 23,582 MW, y al 31 de diciembre de 2020 se tiene 25,594 MW; un incremento del 8.53% con respecto al 2019. Siendo las centrales eólicas y fotovoltaicas las principales fuentes de tal incremento.

En la figura 4.4.2, presenta la capacidad instada por modalidad al 31 de diciembre de 2020. Para más detalle, ver Anexo 4.2 y derivados.

Al 31 de diciembre de 2020, la CFE tiene instalados 43,308 MW y los PIE 15,898 MW; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada de 22,994 y PEMEX 921 MW.

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



Las figuras 4.4.3 y 4.4.4, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2019, y al 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

Figura 4.4.3. Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2019

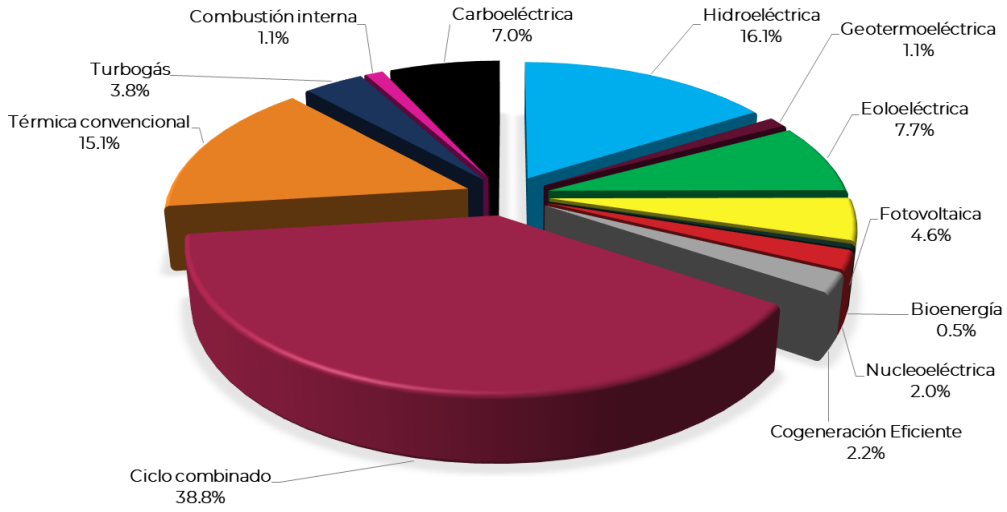
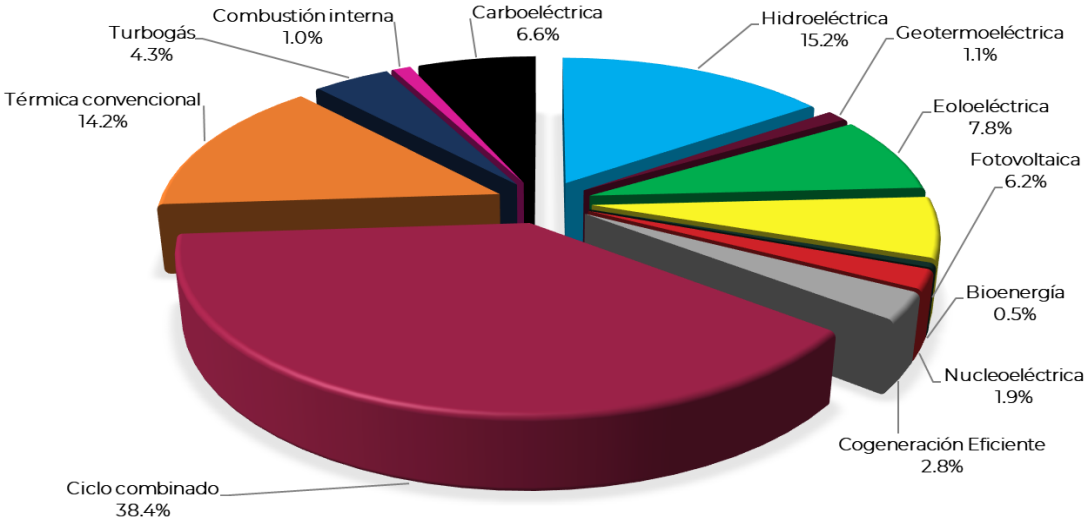


Figura 4.4.4. Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2020

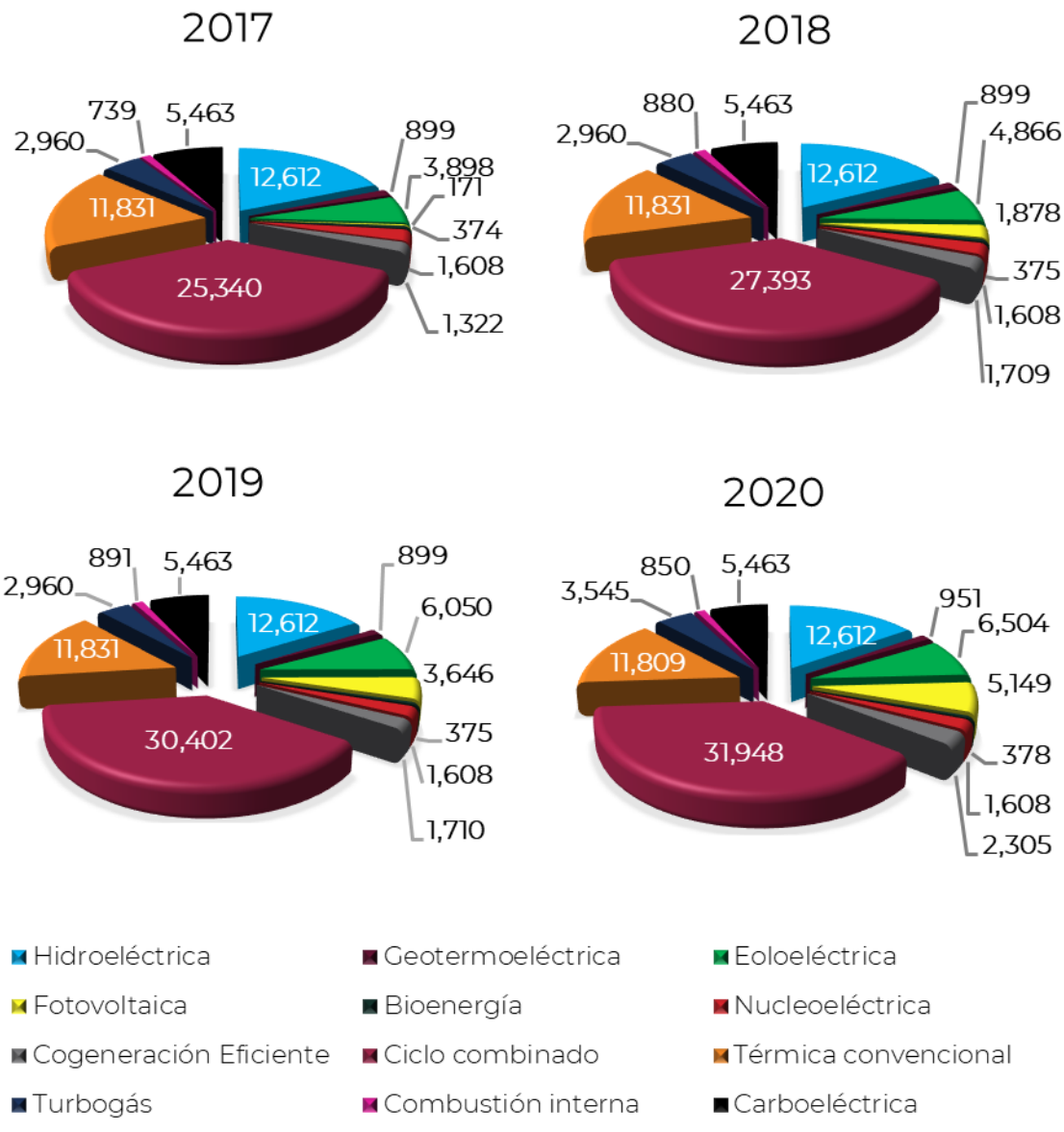


Evolución de la Capacidad Instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2020

En la figura 4.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2020 (ene-dic) de las centrales de la CFE y del resto de los permisionarios que participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada de las centrales eléctricas de Frenos Regenerativos, la Generación Distribuida (GD) y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad de las Unidades Móvil de Emergencia (UME) y para el 2020, las centrales que están en operación. Ir al Anexo 4.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2020 (enero-diciembre).

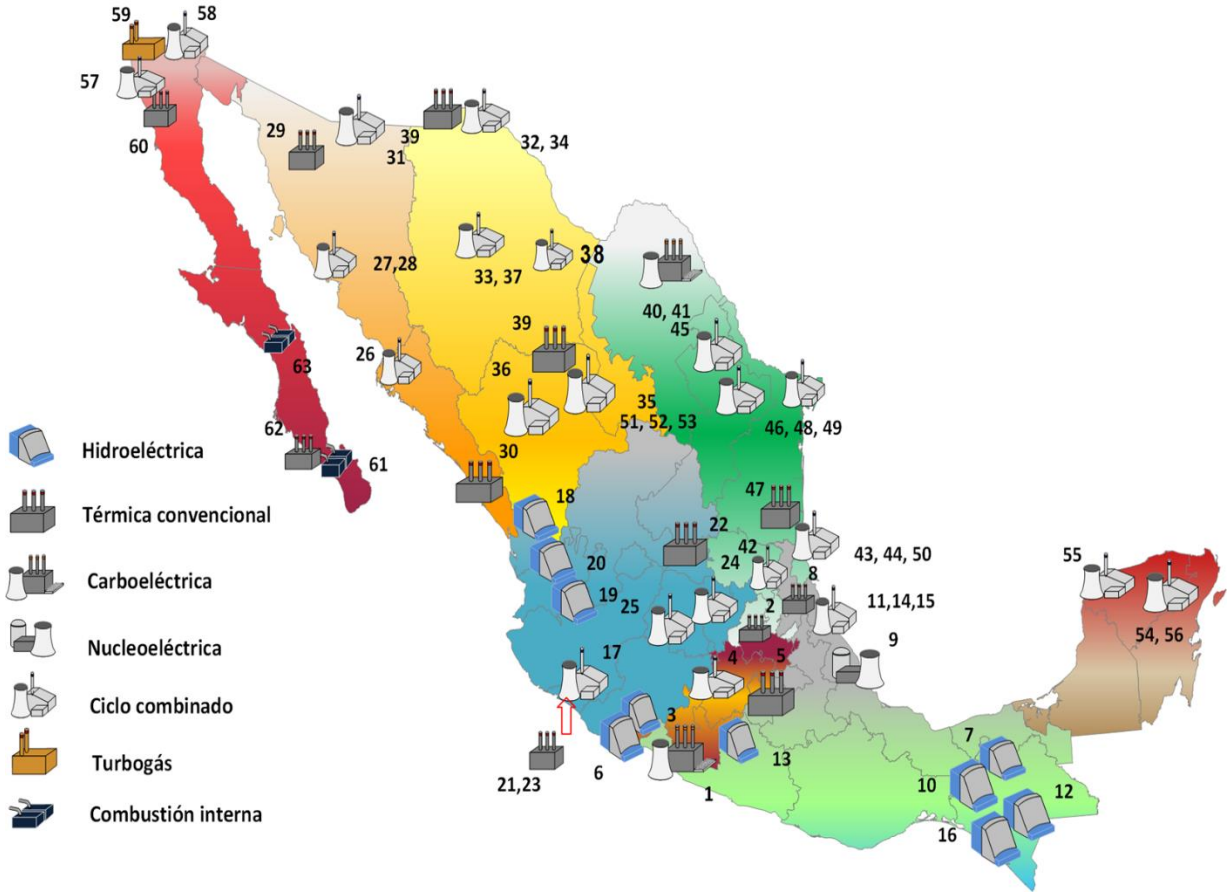
Figura 4.5.1. Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2020



Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

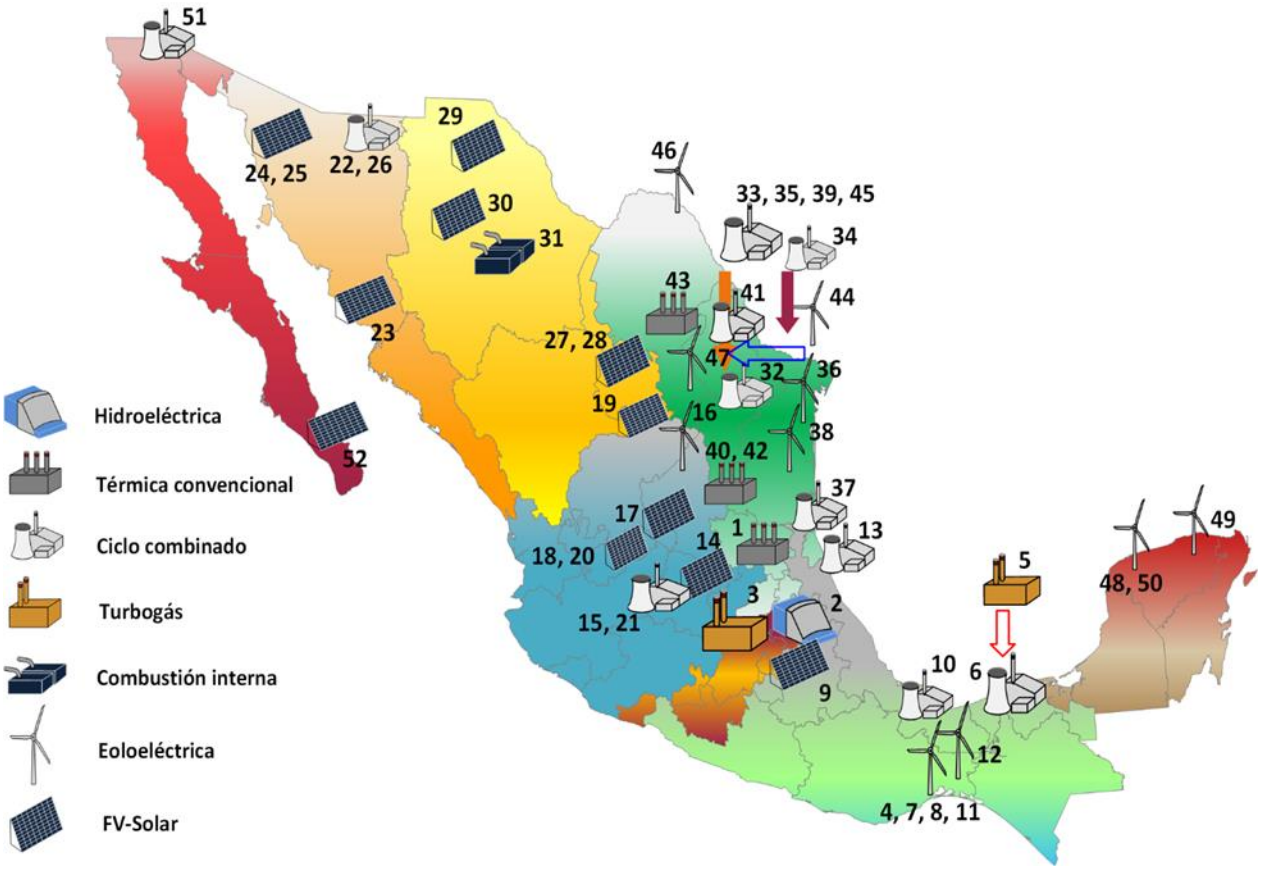
La figura 4.6.1 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los Productores Independientes de Energía que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información.

Figura 4.6.1. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2020



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

Figura 4.6.2. Principales Centrales Eléctricas privadas, al 31 de diciembre de 2020

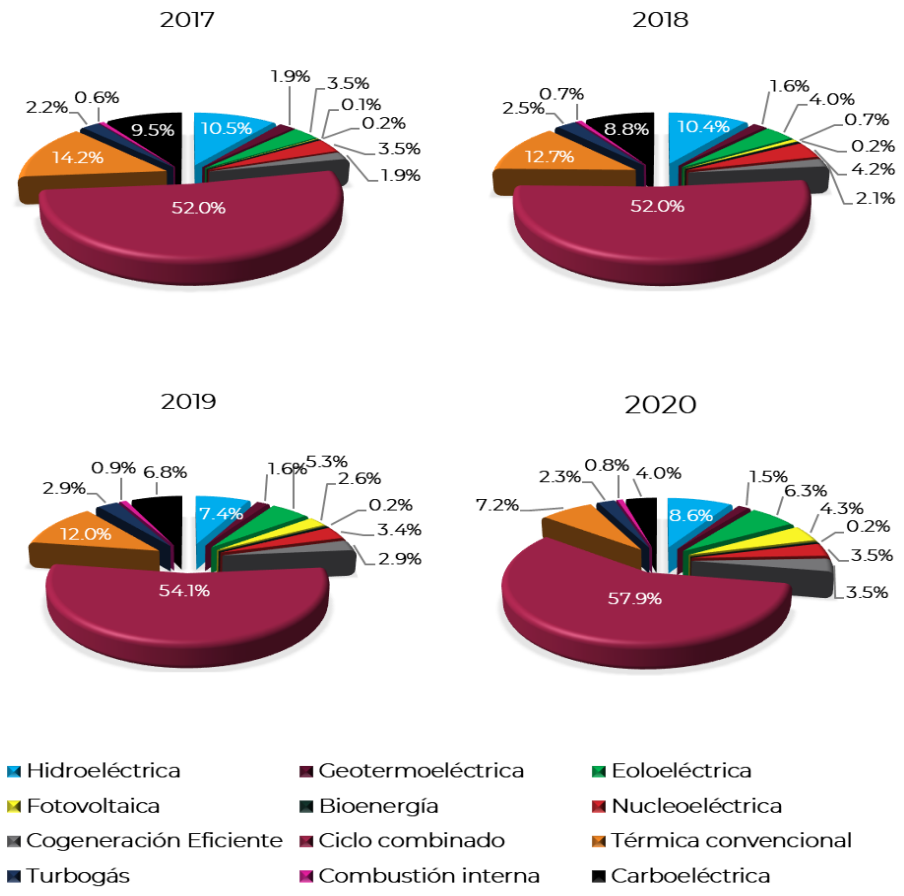


Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

La producción de energía eléctrica considerando la generación neta de la CFE y de los diferentes permisionarios durante 2019 fue de 317,820 GWh, de los cuales 74,570 GWh es Energía Limpia (23.46%), proveniente de la generación Eoloeléctrica, FV-Solar, Bioenergía, Cogeneración Eficiente (se considera el 100% como Energía Limpia), Geotérmica, Hidroeléctrica, Nucleoeléctrica.

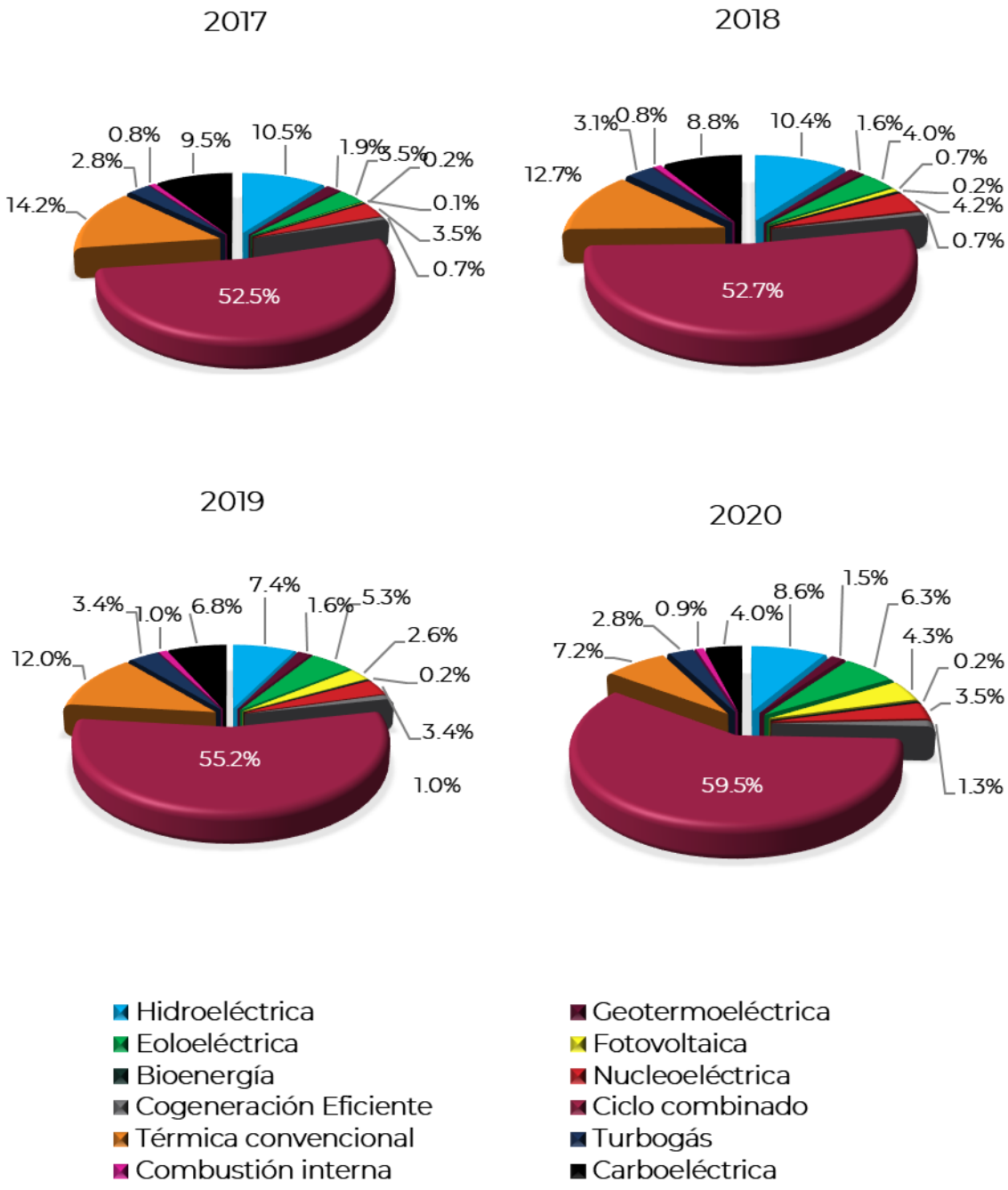
Mientras que la producción de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2020 fue 312,267 GWh, con 86,921 GWh de Energía Limpia (27.84%), se considera el 100% de la cogeneración eficiente como Energía Limpia, de acuerdo con los anteriores Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional de 2015-2029 a 2019-2033. En la figura 4.7.1 presenta la evolución de la generación neta por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2020, ver Anexo 4.6 del documento.

Figura 4.7.1. Evolución de la Energía producida 2017-2020 por tipo de tecnología, considerando el 100% de energía limpia de centrales de Cogeneración



En la figura 4.7.2, se muestra la evolución de la generación neta por tipo de tecnología, considerando los factores de acreditación de Energía Limpia para las Centrales Eléctricas con un sistema de Cogeneración Eficiente; teniendo una producción de energía limpia de 68,592 GWh para el 2019 (21.58%) y 80,042 GWh para el 2020 (25.63%) en el SEN del periodo enero-diciembre. Para más información ir al Anexo 4.7 del documento.

Figura 4.7.2. Evolución de la Energía producida 2017 – 2020 por tipo de tecnología, aplicando su factor de acreditación de energía limpia a las Centrales Eléctricas de Cogeneración Eficiente

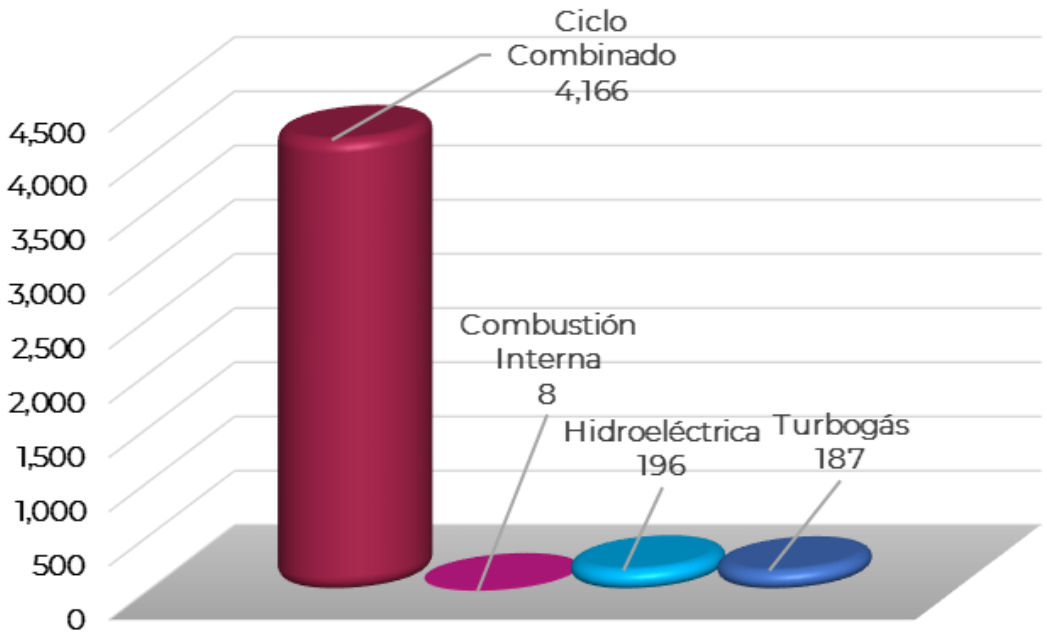


Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura

En el Plan Nacional de Desarrollo 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 sea 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 XIII de la Ley de la Industria Eléctrica, 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 Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. La Figura 4.8.1 muestra las adiciones de capacidad neta de 2021 a 2024.

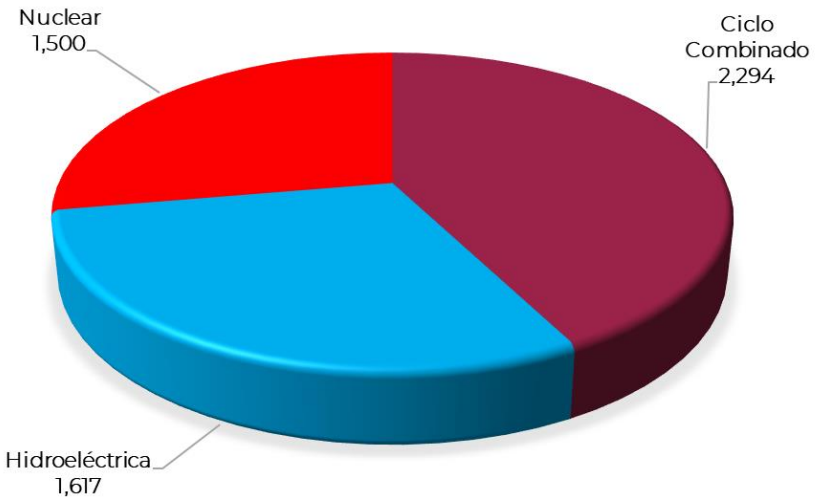
Figura 4.8.1. Capacidad neta en MW, adiciones de capacidad de 2021 a 2024 de proyectos estratégicos de infraestructura



Fuente: SENER

La Figura 4.8.2, presenta las adiciones de capacidad del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética nacional de 2025 a 2031, las principales tecnologías son ciclos combinados e hidroeléctricas.

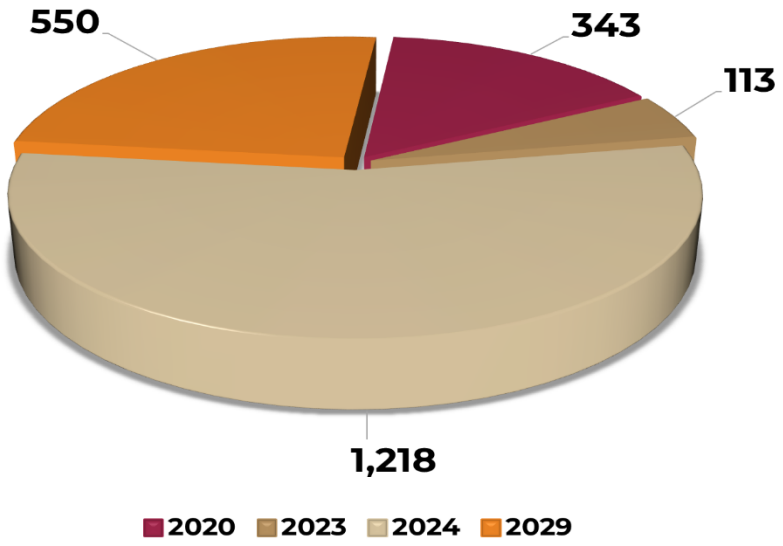
Figura 4.8.2. Adiciones de capacidad en MW de 2025 a 2031 de proyectos estratégicos



Fuente: SENER

La Figura 4.8.3 presenta la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2020 a 2029, donde 2,181 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica de Vapor. Ir al Anexo 4.8 del documento.

Figura 4.8.3. Capacidad en MW de sustitución de Centrales Eléctricas



Fuente: SENER

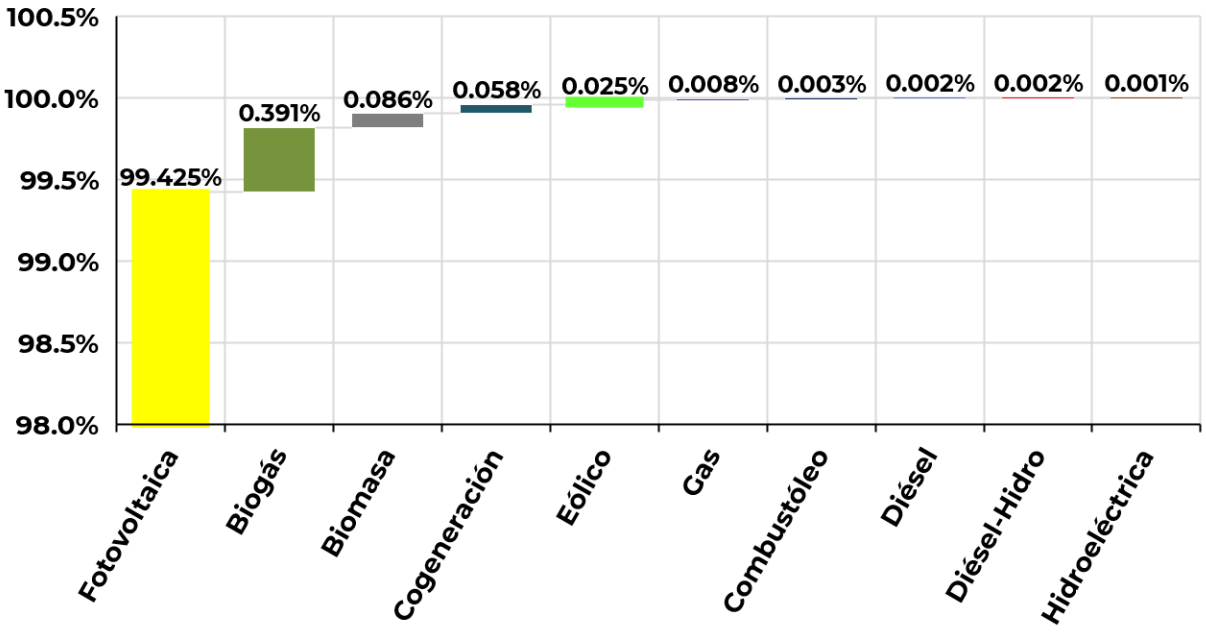
Generación Distribuida

La integración de Generación Distribuida, principalmente los sistemas fotovoltaicos (GD-FV), en los Sistemas Eléctricos Potencia debe tenerse en cuenta en la integración de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para los pronósticos de demanda y consumo, la interoperabilidad entre la RNT y las RGD.

La penetración de GD-FV requiere actualizar el proceso del PIIRCE, ya que su incorporación año con año modifica la demanda y consumo estimada por región y sistema.

En el SEN el 99.4% de Generación Distribuida (GD) al cierre de 2019 es por parte de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registro de más de 145 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,023 MW (CFE Distribución, estadísticas GD, agosto 2020) en el SEN, en 2019 fue instalada una capacidad de 334 MW que se estima tuvieron una generación de 337 GWh. La Figura 4.9.1 muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2019.

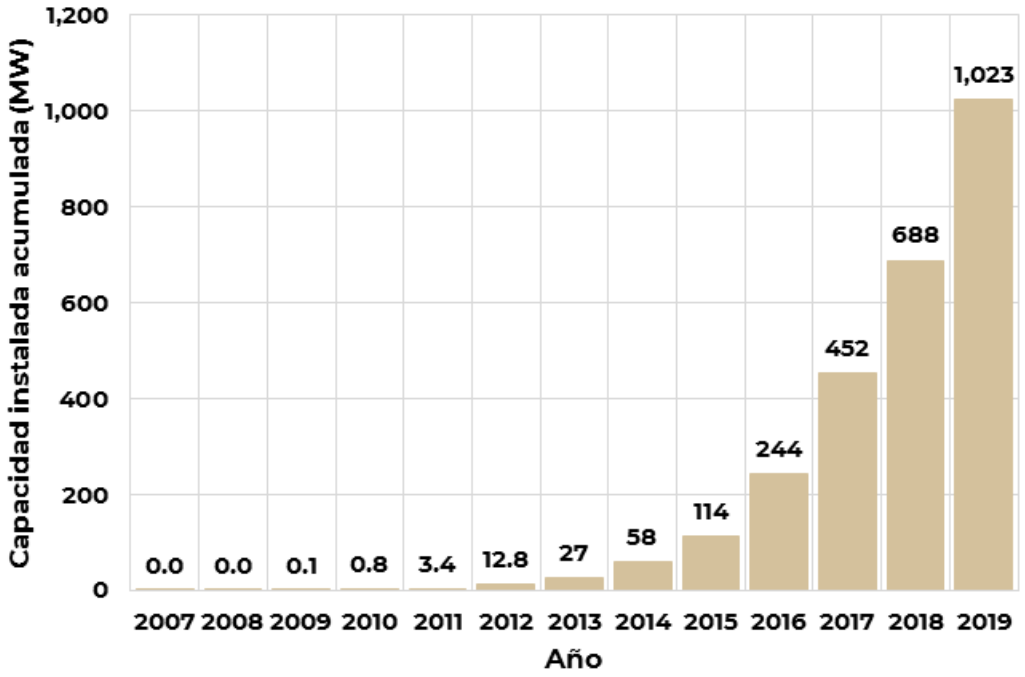
Figura 4.9.1. Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida por tipo de tecnología al 2019



Fuente: Con información de CRE y CFE

La Figura 4.9.2 muestra la evolución de la capacidad instalada acumulada de 2007 a 2019 de la GD de sistemas fotovoltaicos.

Figura 4.9.2. Evolución capacidad instalada (MW) de los sistemas fotovoltaicos 2007-2019



Fuente: Con información de CRE y CFE

Para la integración de GD-FV se realizaron dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada, 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. Estas proyecciones tienen impacto en los pronósticos de demanda y consumo.

En la Figura 4.9.3 se presenta la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que la capacidad instalada de 1,023 MW registrada en 2019, para el 2034 se ubicará en 8,137 MW para el escenario de planeación y 12,447 MW para el escenario alterno. Ir al Anexo 4.9 para más información.

Se debe tener en cuenta, que la CRE tiene publicada una capacidad que puede soportar las RGD, esta es solo indicativa, ya que es la sumatoria de la capacidad que probablemente puede soportar los circuitos de distribución, pero no toma en cuenta la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La distribución estimada de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2034 se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Central y Noreste presentan la mayor participación con 18.5%, 17.9% y 17.4% cada uno respectivamente, y la GCR con menor participación es BCS con 0.6%, como se indica en la Figura 4.9.4.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, establece que *la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes*. Ya que, el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales como: salud, vivienda y educación, condiciones que ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y elevar la Calidad de vida de los habitantes.

La propuesta de instalación de Generación Distribuida en México considera las Entidades Federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes (comunidades rurales), con porcentaje en situación de pobreza más altos, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado.

Figura 4.9.3. Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida 2016 – 2034

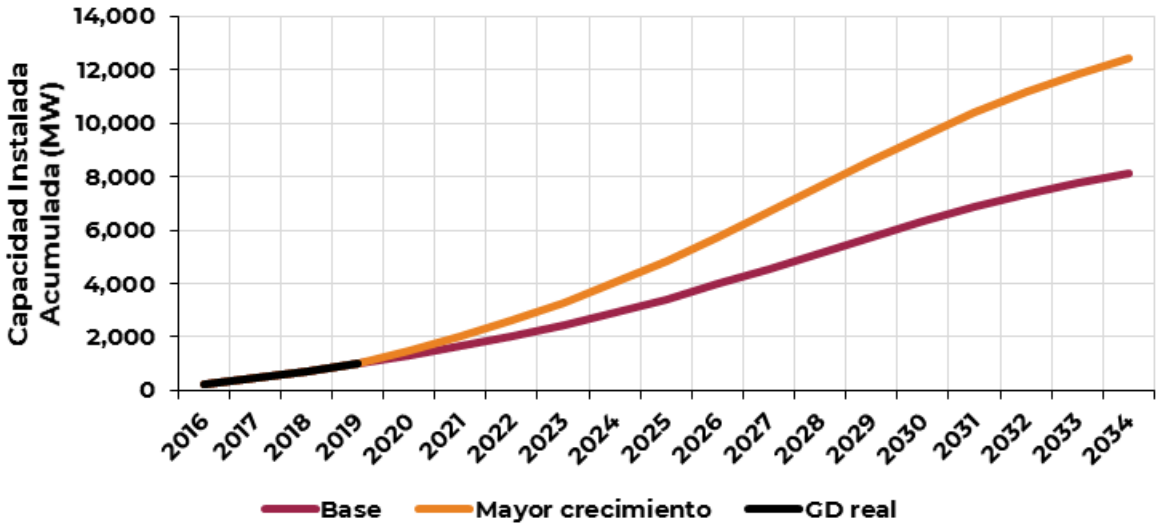
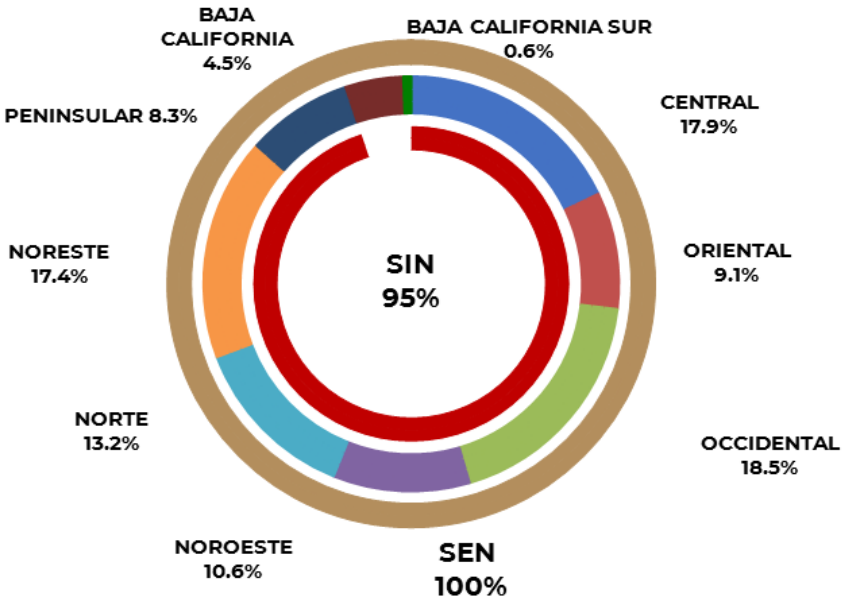
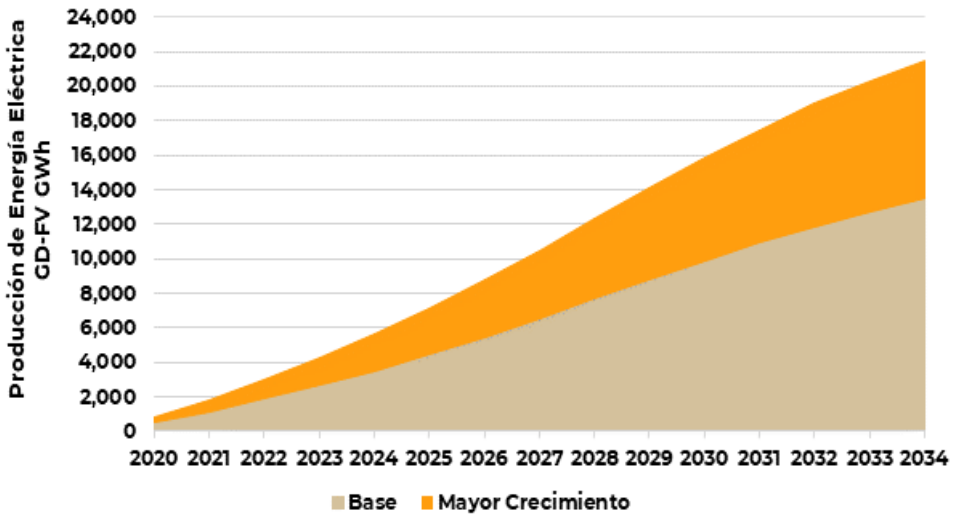


Figura 4.9.4. Distribución capacidad instalada acumulada del escenario base por GCR en 2034



En la Figura 4.9.5 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) de 2020 a 2034 en el SEN, para el escenario de base y el de mayor crecimiento. Para la elaboración del PIIRCE 2020-2034 se considera el de mayor crecimiento. Ir al Anexo 4.10 del documento.

Figura 4.9.5. Producción de energía eléctrica estimada por la GD-FV de 2020 a 2034



Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías en la producción de energía eléctrica en las RGD, la planeación y el control del SEN deberá modificarse con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

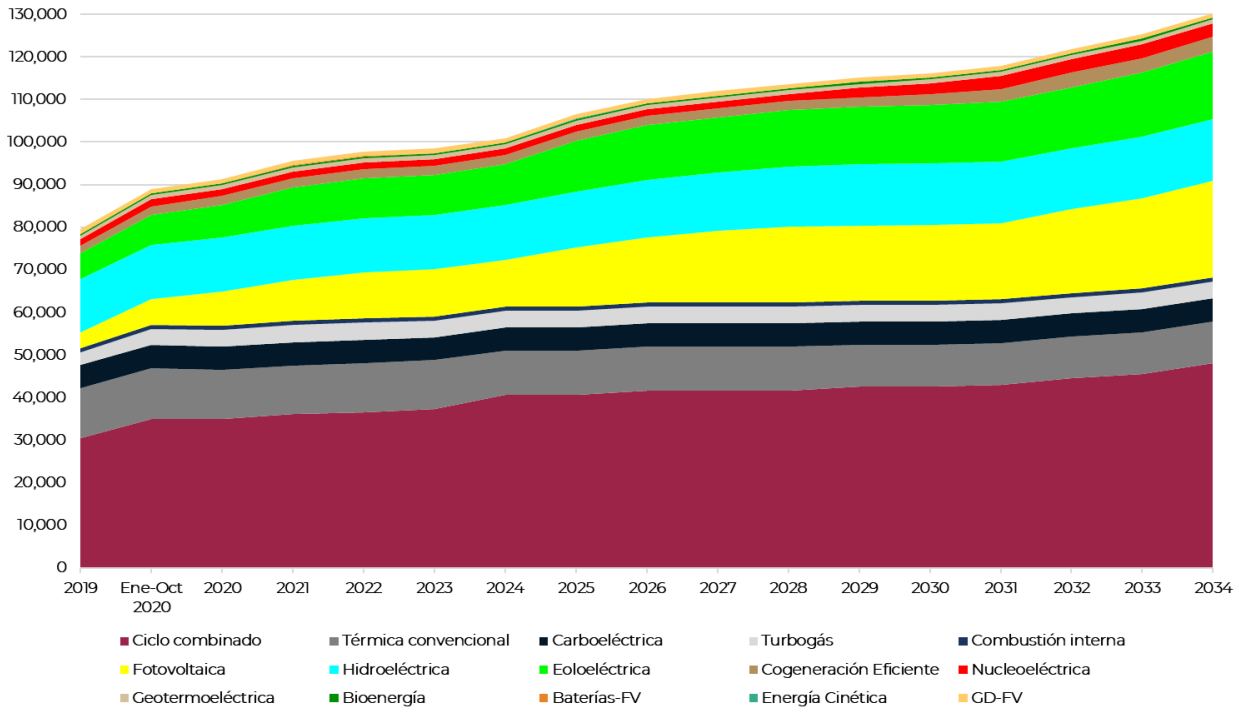
Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas

El PIIRCE publicado por la SENER resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión y proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, y considera proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y proyectos de Energía Limpia, y de la optimización del sistema.

La Figura 4.10.1, muestra la evolución de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación resultado del PIIRCE 2020 a 2034. Ir al Anexo 4.11 del documento.

Para el periodo 2020-2024, sólo se consideran los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024; a partir de 2025 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazos, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la Ley de Transición Energética, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.

Figura 4.10.1. Evolución de la capacidad instalada (MW) PIIRCE 2020-2034

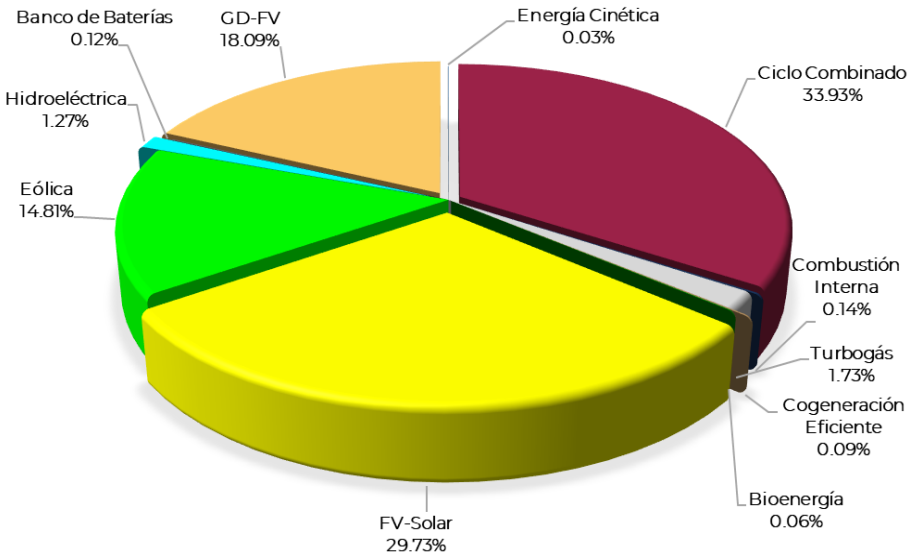


Fuente: SENER

En el PIIRCE a diciembre 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 13,677 MW en la RNT, si se incluye la GD-FV se estiman 16,697 MW (escenario acelerado). La gráfica de la Figura 4.10.2 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de

tecnología a diciembre 2024. Donde el 56.3 % corresponde a Energías Limpias sin contabilizar la GD-FV; si se toma en cuenta el estimado del escenario de mayor crecimiento de la GD-FV 64.2 %. Ir al Anexo 4.12 del documento.

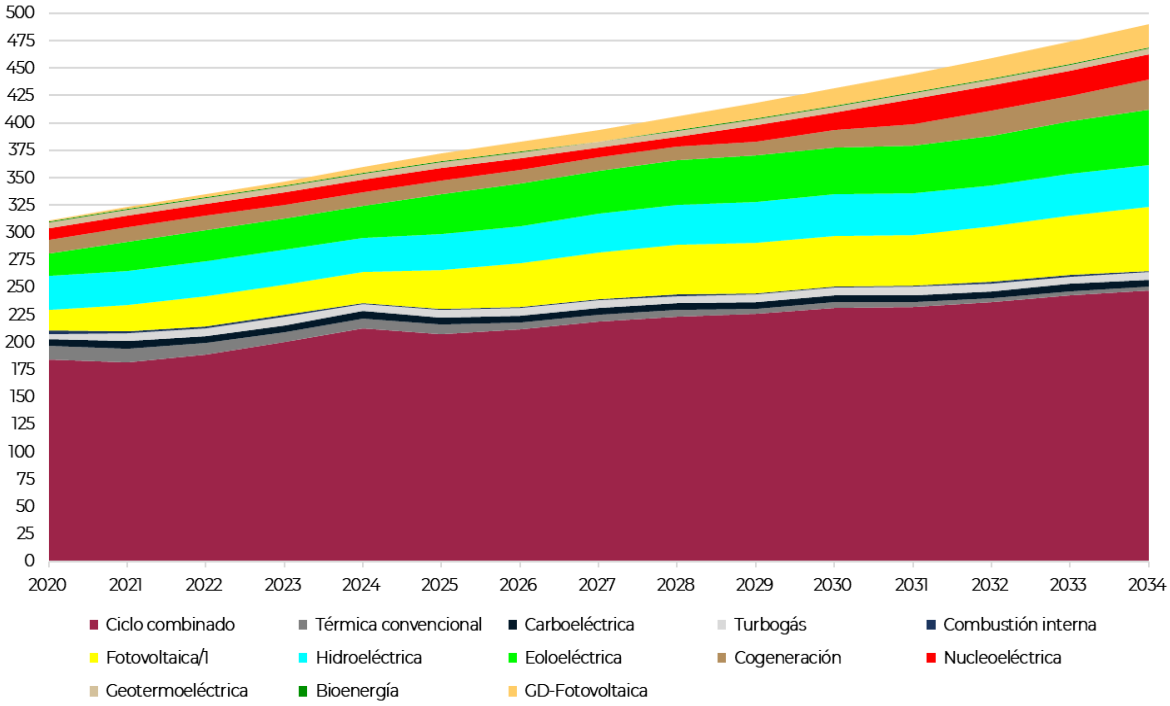
Figura 4.10.2. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de a dic-2024



Fuente: CENACE y SENER

La figura 4.10.3, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2020 a 2034 en el SEN, se considera la generación distribuida (GD) la cual en los pronósticos de demanda y consumo se considera como auto consumo local la producción de energía eléctrica. Ir al Anexo 4.13 del documento.

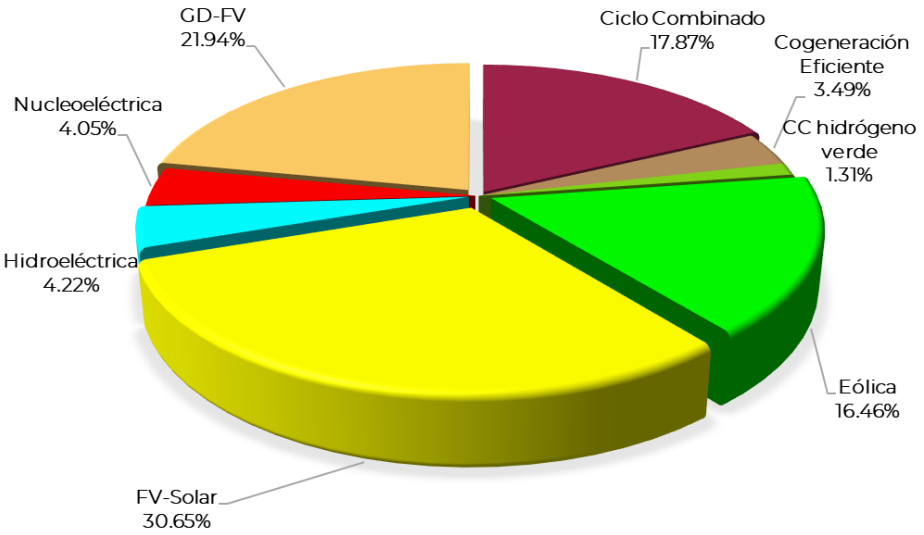
Figura 4.10.3. Evolución de la producción de energía PIIRCE 2020-2034 (TWh)



1/ incluye la producción de BESS-FV y Energía Cinética
Fuente: SENER

Del periodo 2025 a 2034 el PIIRCE estima una incorporación de capacidad a instalar de 38,292 MW en la RNT y las RGD (GD-FV). La gráfica de la Figura 4.10.4 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2025 a 2034. Donde el 82.1 % corresponde a Energías Limpias. Para garantizar la Confiabilidad futura del SEN, se deberá considerar sistemas de almacenamiento por las futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria de energías solar y viento. Ir al Anexo 4.14.

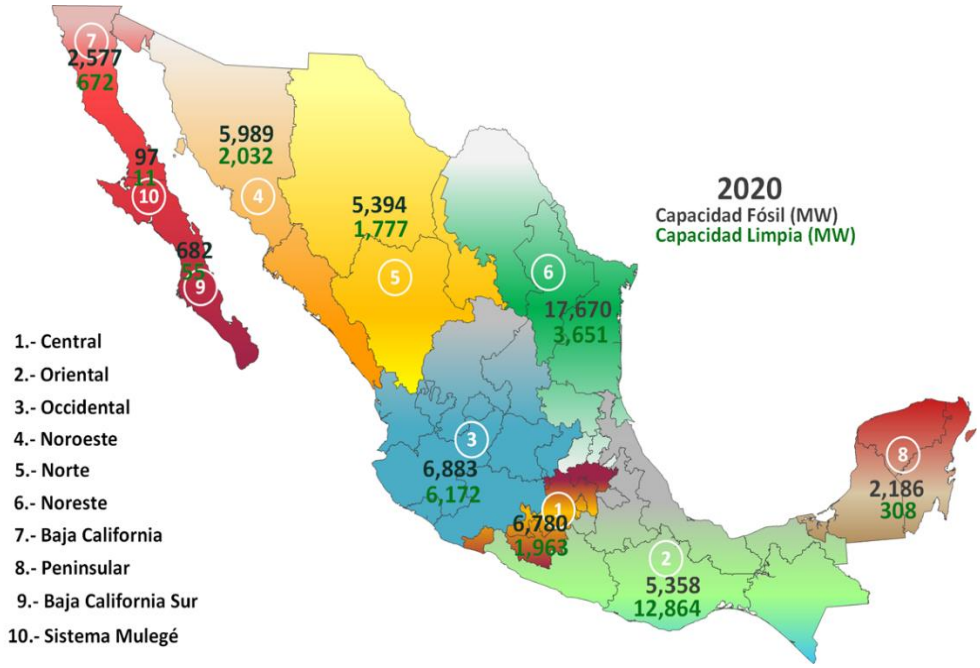
Figura 4.10.4. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de 2025 a 2034



Fuente: SENER

La Figura 4.10.5 presenta la capacidad instalada en MW por GCR al 31 diciembre de 2020, se puede observar que en la GCR Oriental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

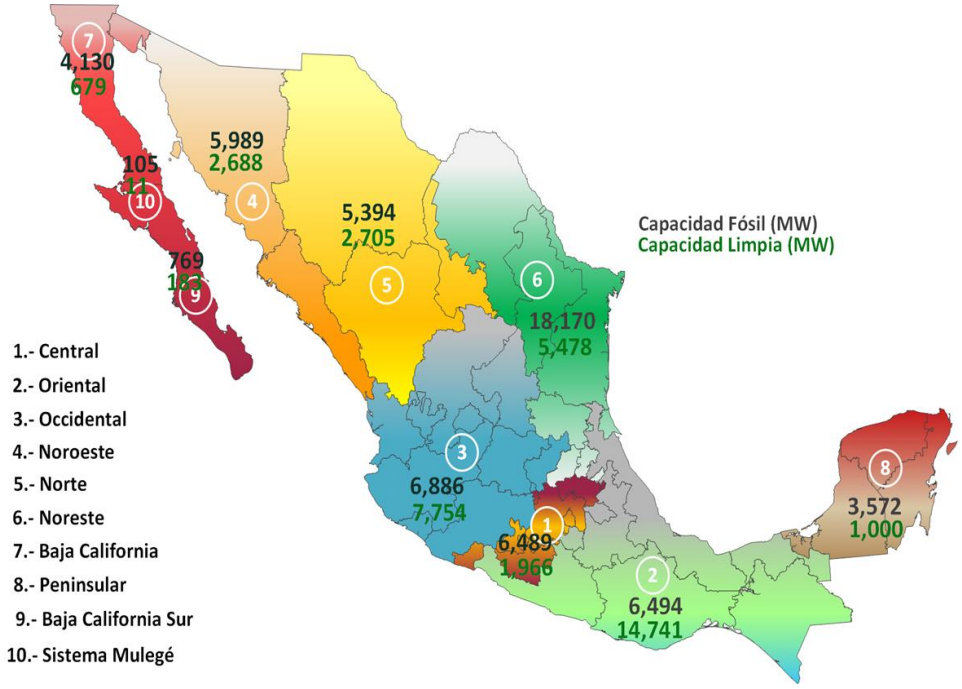
Figura 4.10.5. Capacidad instalada en MW por GCR a octubre de 2020



Fuente: CENACE y CFE

La Figura 4.10.6 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2024, se puede observar que la participación de Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

Figura 4.10.6. Capacidad instalada en MW por GCR a 2024



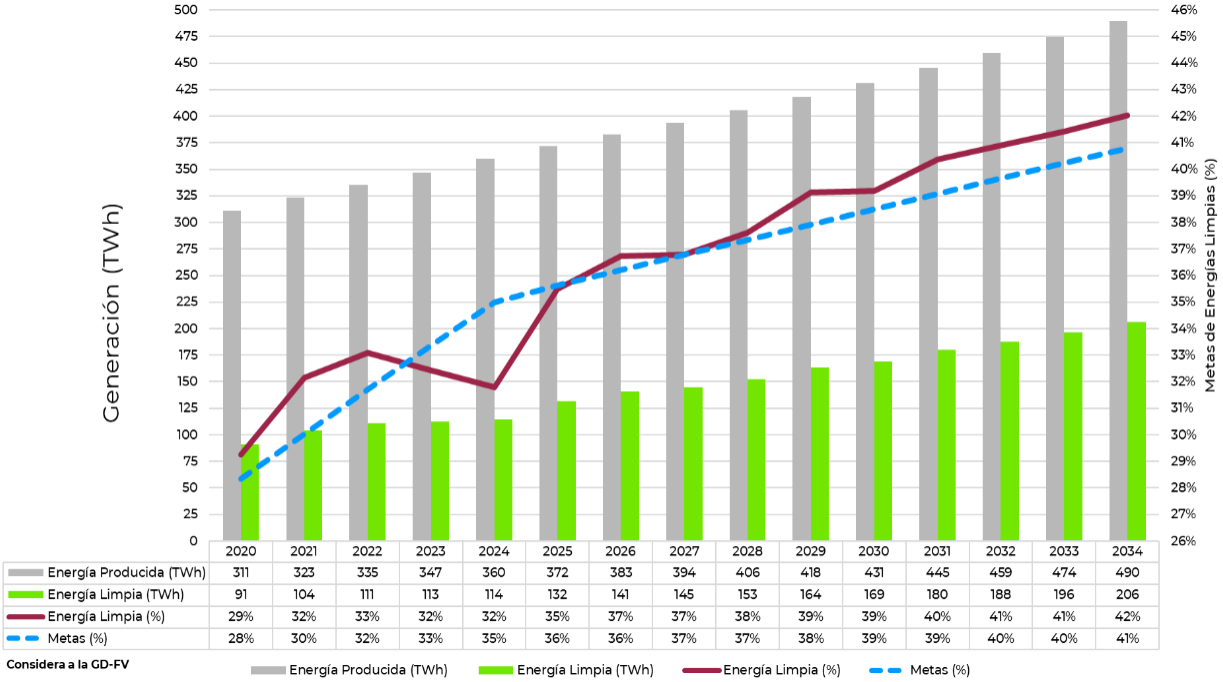
Fuente: SENER

Evolución de Metas de Energías Limpias y emisión de CO_2

La Ley de Transición Energética establece que el incremento de las Energías Limpias debe ser gradual, garantizando la Confiabilidad de la red eléctrica y en condiciones de viabilidad económica con el objetivo de cumplir con las metas establecidas en materia de generación en Energía Limpia y reducción de emisiones; en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que se deben coordinar el PIIRCE y el PAMRNT, así como el programa de expansión de la red nacional de gasoductos y las Energías Limpias, por lo que, en el PIIRCE 2020-2034 se observa que las metas de Energía Limpia se alcanzan en 2025; en 2024 no sería factible alcanzar dichas metas debido al retraso en la construcción o cancelación de los proyectos instruidos que permitan la integración de generación renovable/limpia, ya que se ha priorizado el presupuesto para los proyectos instruidos para la Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, que es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional, como lo establece el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica.

La Figura 4.11.1, muestra la evolución de la participación de la generación limpia en TWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que a partir de 2025 la generación limpia esperada es ligeramente superior a las metas de energías limpias establecidas en la Ley de Transición Energética.

Figura 4.11.1. Evolución de las metas de Energía Limpia



	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energía Producida (TWh)	311	323	335	347	360	372	383	394	406	418	431	445	459	474	490
Energía Limpia (TWh)	91	104	111	113	114	132	141	145	153	164	169	180	188	196	206
Energía Limpia (%)	29%	32%	33%	32%	32%	35%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	42%
Metas (%)	28%	30%	32%	33%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	40%	41%

Fuente: SENER

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos ante 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.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso INDC de reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO2e al 2030.

La Figura 4.11.2, presenta la estimación de emisiones de CO_2 como resultado de la producción de energía en el SEN con base al COPAR de Generación 2019. Se observa que el PIIRCE 2020-2034 tiene una tendencia a la disminución del porcentaje de las emisiones de CO_2 con respecto a la producción de energía eléctrica. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a centrales que autoabastecen de manera local su demanda.

Figura 4.11.2. Evolución de las emisiones de CO_2

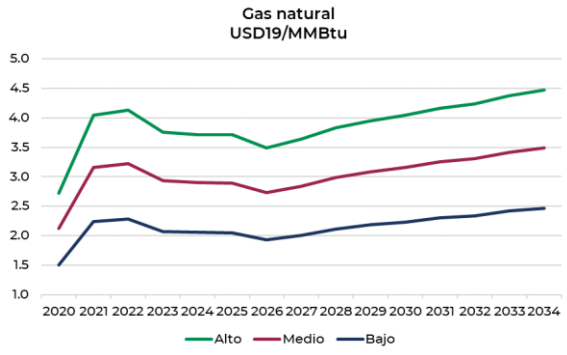
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Emitidas	83.65	82.98	84.39	87.63	91.23	89.11	89.49	91.63	93.09	93.33	95.69	95.92	96.61	98.60	99.47
Evitadas	32.17	36.75	39.24	39.78	40.44	46.67	49.70	51.18	53.96	57.87	59.75	63.55	66.39	69.45	72.81
Emisiones de CO2 (%)	72%	69%	68%	69%	69%	66%	64%	64%	63%	62%	62%	60%	59%	59%	58%

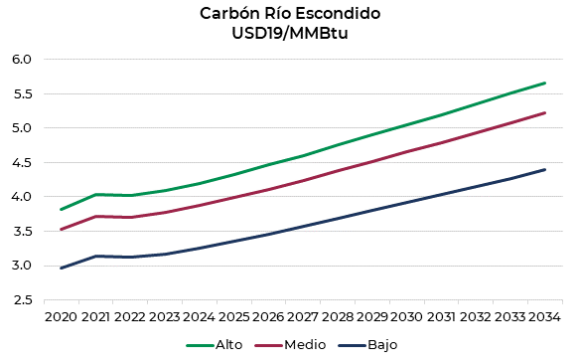
Fuente: SENER

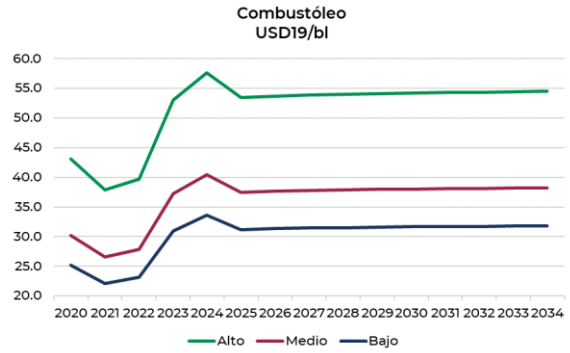
Evolución de precios de combustibles

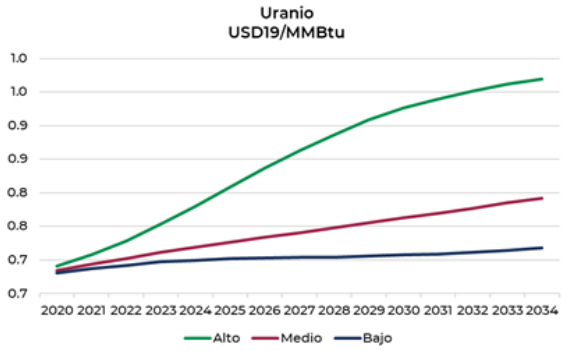
Para este ejercicio de planeación el CENACE, para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos, utiliza las trayectorias de precios de combustible de la SENER para: gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.12.1 presenta dichas trayectorias. Ir al Anexo 4.15 del documento para más información.

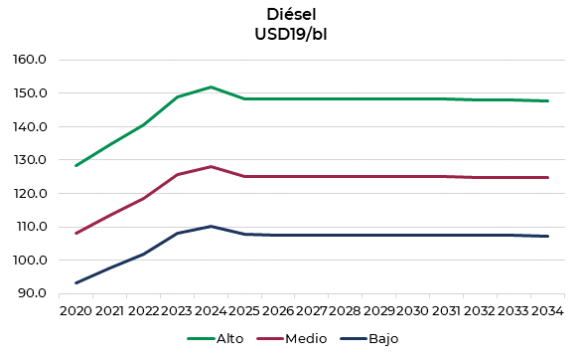
Figura 4.12.1. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo











Fuente: SENER

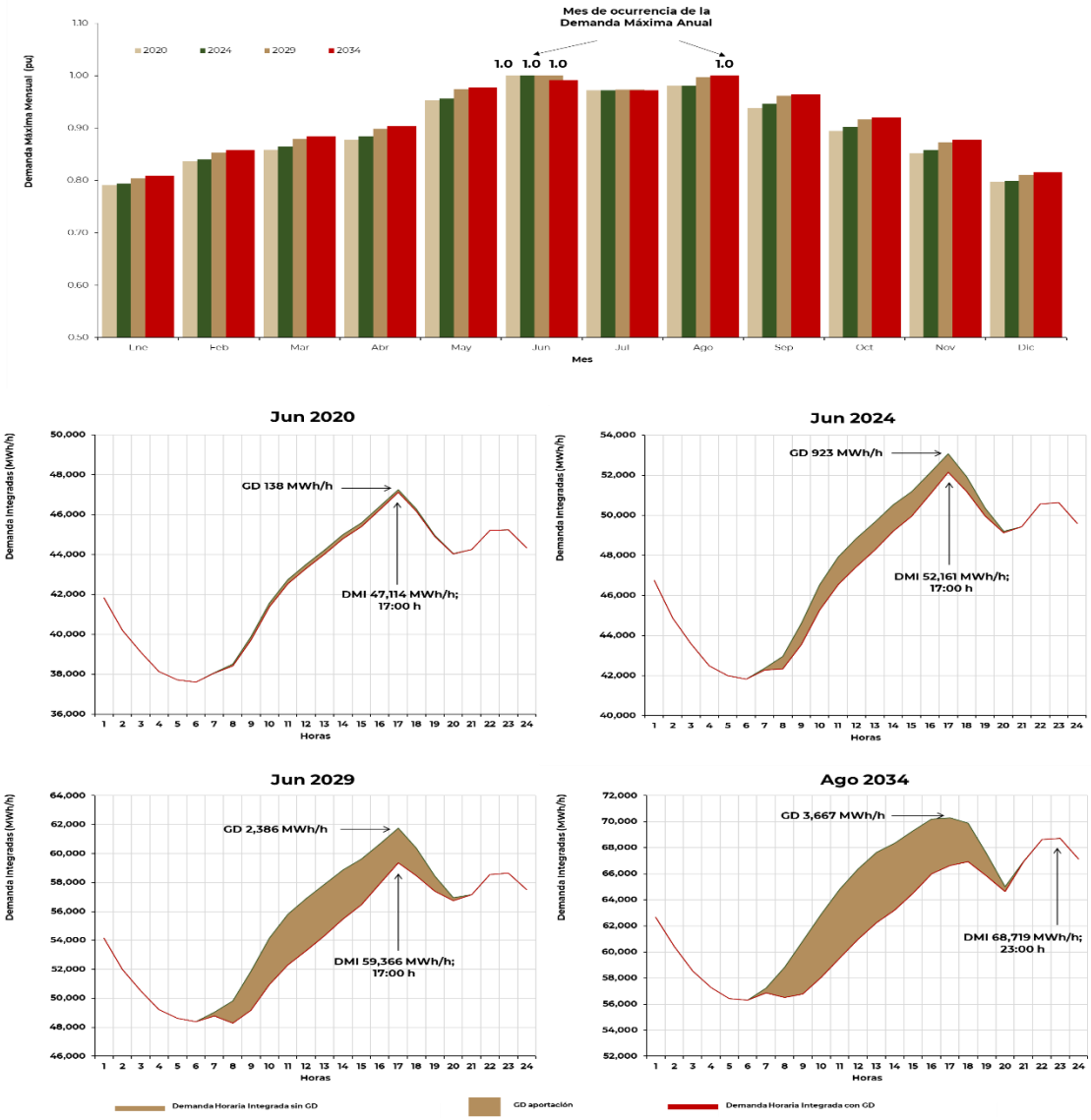
Margen de Reserva

La Confiabilidad del suministro de energía de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia (MW) y el consumo de energía (GWh).

El margen de reserva (MR) de capacidad, es un indicador de la suficiencia de generación en el sistema durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados por el CENACE se consideró el MR eficiente, dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema BC y 35% para el Sistema BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 hs, como vaya presentándose la integración de GD-FV, se desplazará hacia el mes de agosto, ver Figura 4.13.1. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 hs, hora local en cada sistema. Ir al Anexo 4.16 del documento.

Figura 4.13.1. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034, Escenario de Planeación, GD-FV caso base



La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, 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.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$\mathrm{MR}(\%) = 100\,\frac{\mathrm{CD} - \mathrm{DM}}{\mathrm{DM}}$$

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

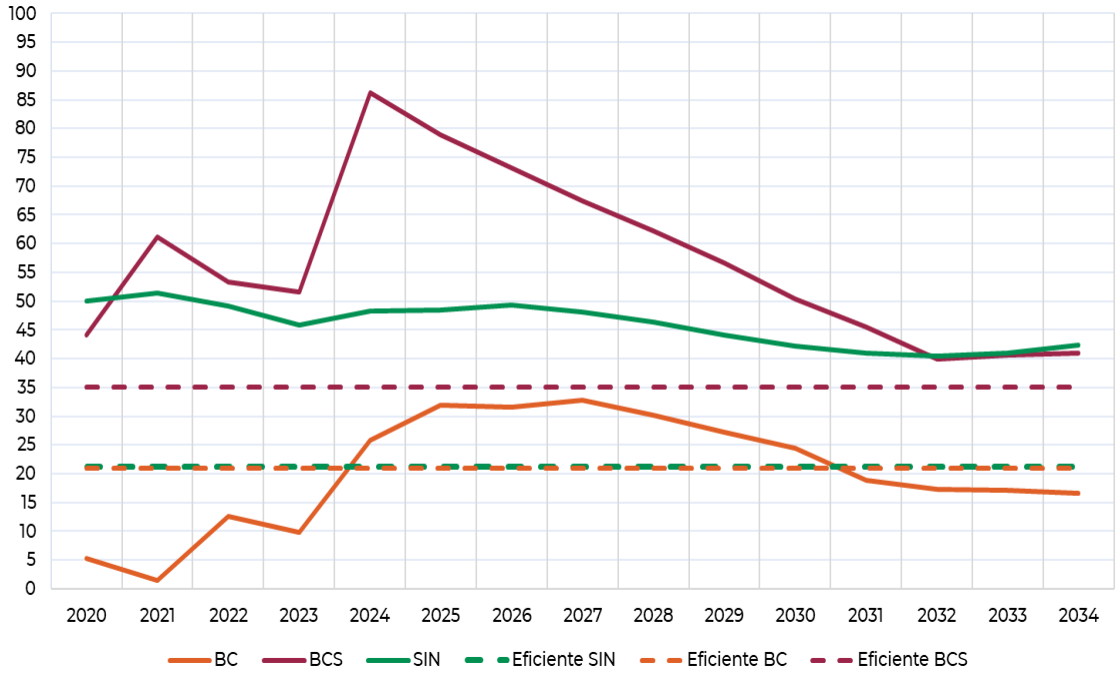
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

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 sistemas aislados o débilmente interconectados se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

La Figura 4.13.2, presenta el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima diurna del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA. Ir al Anexo 4.17 del documento.

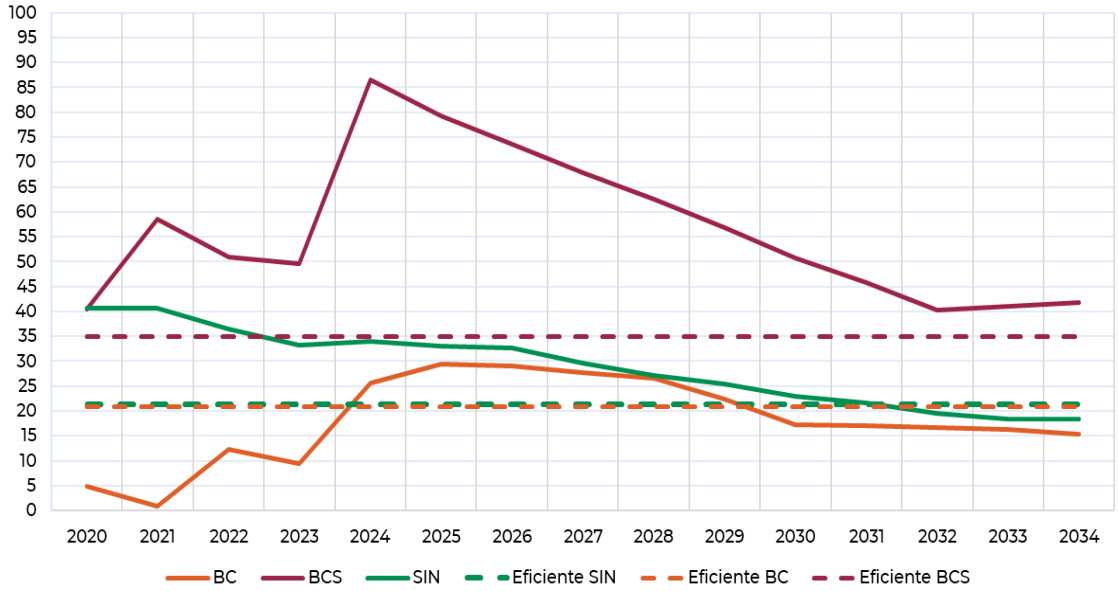
Figura 4.13.2. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna



Fuente: SENER

La Figura 4.13.3, muestra el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima nocturna. Ir al Anexo 4.18 del documento.

Figura 4.13.3. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima nocturna



Fuente: SENER

Ejercicio de planeación de la matriz Energética Nacional al 2050 con diferentes escenarios de estudio

El consumo energético de México está basado en combustibles fósiles, pues 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, y del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo es prácticamente predominante en la matriz energética nacional.

Para poder alcanzar las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética al largo plazo es necesario la incorporación de nuevas tecnologías en la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como mejorar la eficiencia en los procesos que garanticen la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable.

Con base a tres escenarios de pronóstico de demanda y consumo, donde se consideran 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.

Se realizaron estimaciones para la composición de la matriz energética en la producción de energía eléctrica, con un cambio significativo a partir del 2035, donde se espera que México tenga tecnología o que está sea asequible en sectores como la producción, almacenamiento y transporte del Hidrógeno verde para la producción de energía eléctrica, el almacenamiento

con bancos de baterías, la concentración solar, entre otros, tengan costo de capital, operación y mantenimiento accesibles para el Usuario Final; el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica en el segundo párrafo establece "El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional"; la Ley de Transición Energética establece en varios artículos que el cumplimento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética es de forma gradual y bajo condiciones viabilidad económica.

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

Estos escenarios, ayudan al CENACE a visualizar a muy largo plazo como deberá ser la expansión de la RNT y las RGD, y cuales tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes se deberán incorporar para garantizas la Confiabilidad del SEN.

Para lo anterior, se tomó en consideración la generación distribuida fotovoltaica (GD-FV), la electromovilidad (EM) y los cambios tecnológicos de cargas "térmicas" de 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 la Matriz Energética que se considera a partir del 2035.

Para abastecer el suministro de la demanda y consumo derivado de tres escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia de 2035 a 2050, se prevé la integración de tecnologías de generación como:

- Generación eólica y fotovoltaica;
- Generación hidroeléctrica;
- Bioenergía;
- Generación geotérmica;
- Tecnologías con cogeneración eficiente;
- Ciclos combinados que consumen 100% de H_2 verde;
- Se considera cambio en la mezcla de combustibles en los ciclos combinados de nuevas tecnologías[1];
- Generación con concentración solar;
- Generación nuclear, y
- Bancos de baterías.

En el escenario 1, se tiene un 13.0% de la GD-FV, un cambio en el sector vehicular del 33.0% a EM y 30.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

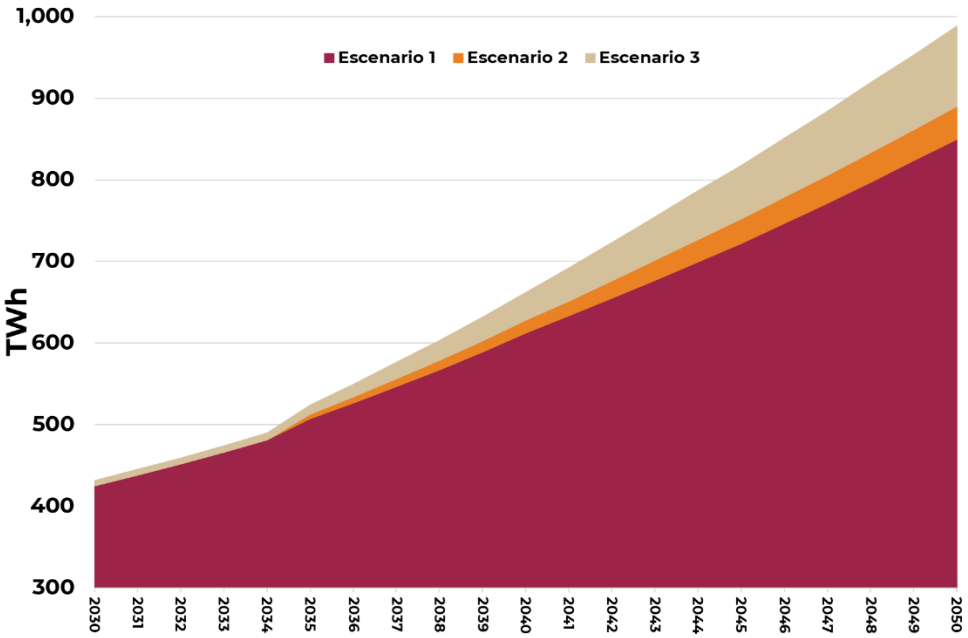
En el escenario 2, se tiene un 13.0% de la GD, realizando un cambio en el sector vehicular del 51.0% a EM y 50.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

En el escenario 3, se tiene un 22.0% de la GD, realizando un cambio en el sector vehicular del 81.0% a EM y 80.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

[1] Esto dependerá del fabricante de las turbinas, adecuaciones a turbinas ya instaladas y su cercanía a Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas para la producción de H_2 verde con proceso de electrólisis, así como a la red de transporte de gas natural

La Figura 4.14.1 muestra la evolución de la producción de energía requerida del 2030-2050 para los tres escenarios, el escenario 3 con una transición energética más significativa en el sector transporte vehicular y cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, en 2050 requiere de 98 TWh más de producción de energía eléctrica que el escenario 1. Ir al Anexo 4.19 del documento para más información.

Figura 4.14.1. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica 2030-2050 del SEN



La Figura 4.14.2 muestra la producción de Energía Limpia del periodo 2030-2050. El cambio pronunciado en 2035 se debe al cambio de la mezcla de combustible a 70% gas natural (CH_4) y 30% H_2 verde en aquellos seleccionados a partir de este año, posteriormente de 2040 a 2050 la mezcla es 50-50. Este cambio podría ser gradual y dependerá de la inversión en los procesos de electrolisis con Energía Limpias y las modificaciones requeridas en las turbinas de los ciclos combinados, pero se estima que entre 2035 a 2040 el cambio sea significativo para la reducción de emisiones de GEI. Ir al Anexo 4.20 del documento para más información.

Las tecnologías basadas en H_2 verde pueden ser relevantes para acelerar el proceso de integración de Energías Limpias a los Sistemas Eléctricos en el largo plazo. La producción de H_2 verde ayudaría a reducir los cortes de Energía Limpia con base a tecnología solar y viento en sistemas con una alta penetración o en puntos altamente congestionados de la red eléctrica. No obstante, para que estos sistemas sean competitivos requieren de un alto factor de uso de los electrolizadores. Es decir, con la tecnología actual, se requeriría de la instalación de Centrales Eléctricas Eólicas y Fotovoltaicas con altos factores de planta dedicadas a la generación de H_2 verde.

Actualmente, se estima que con costos nivelados de la energía solar y eólica (LCoE) de 20 USD/MWh y una disponibilidad de 6 mil horas a plena carga de los electrolizadores, el hidrógeno podría competir con procesos reformado de vapor de metano del gas natural[2].

Las tecnologías más modernas de turbinas de gas pueden manejar diferentes mezclas entre gas natural e hidrógeno, lo cual podría permitir una reducción en las emisiones de CO_2. Por ejemplo, una mezcla de 5% hidrógeno y 95 % gas natural resultaría en una reducción estimada de 1.5% en las emisiones de CO_2. También, el poder calorífico del hidrógeno es aproximadamente 3 veces menor que el gas natural por lo que se requeriría un aumento de la misma magnitud en el flujo volumétrico para mantener el poder calorífico. La operación de estas unidades con un 100% de H_2 verde probablemente requeriría de importantes inversiones para adaptar los sistemas de combustión derivado del diferente comportamiento químico y físico del proceso[3].

Para lograr una transición energética se necesitará de un estudio detallado de cómo las tecnologías a base de H_2 verde pueden implementarse en el contexto nacional, en el desarrollo de tecnología y la coordinación y cooperación con los diferentes actores de la industria.

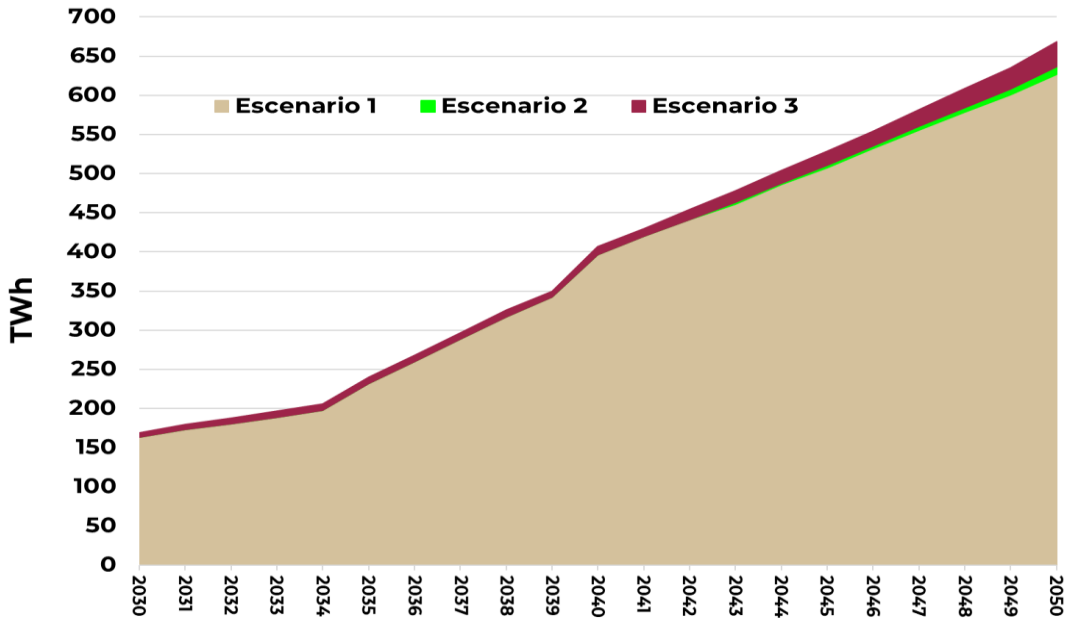
Si bien los potenciales son altos para el H_2 verde, se deben considerar las mismas restricciones que existen para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas dado la eficiencia de los procesos de hidrolisis que requieren de un alto consumo de energía eléctrica para la producción de H_2, lo que se traduce en grandes extensiones de terreno para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas.

Para el escenario 3 con una transición energética más significativa en el sector transporte vehicular y cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, en 2050 requiere de 27 TWh más de producción de energía eléctrica con Energía Limpia que el escenario 1.

[2] Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world, SIEMENS 2019

[3] Power to gas: Hydrogen for Power Generation, GE Power 2019

Figura 4.14.2. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica con Energía Limpia 2030-2050 del SEN

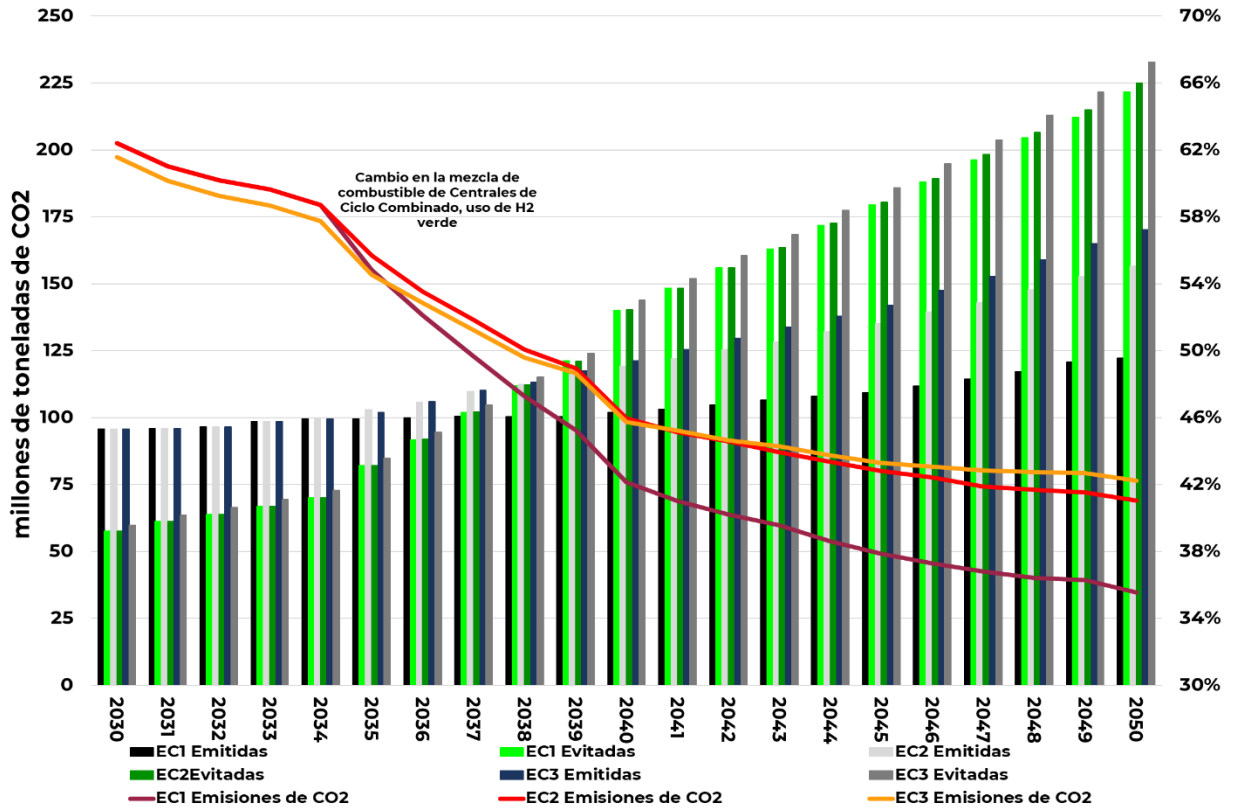


La Figura 4.14.3 muestra la evolución de la emisión de CO_2 y las emisiones evitadas por la incorporación de Energías Limpias en millones de toneladas, y el porcentaje de las emisiones de CO_2 del total de producción de energía eléctrica, con base al COPAR de Generación 2019, para los tres escenarios analizados de 2030 a 2050. Ir al Anexo 4.21 del documento para más información.

El cambio de consumo del sector residencial y comercial hacia una mayor electrificación y menor dependencia de CHLS, se observa que entre mayor sea la electrificación la reducción de las emisiones de CO_2 es menor. Se deberá realizar un estudio integral midiendo el impacto del cambio del consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial, así como del sector transporte para medir el efecto real en las emisiones de CO_2.

En ejercicios siguientes, se presentarán los resultados estimados con respecto a las emisiones de CO_2 evitadas por el cambio de consumo en los sectores residencial, comercial y transporte.

Figura 4.14.3. Evolución estimada de emisiones de CO_2 2030-2050 del SEN



EC1: Escenario 1, EC2: Escenario 2, y EC3: Escenario 3.

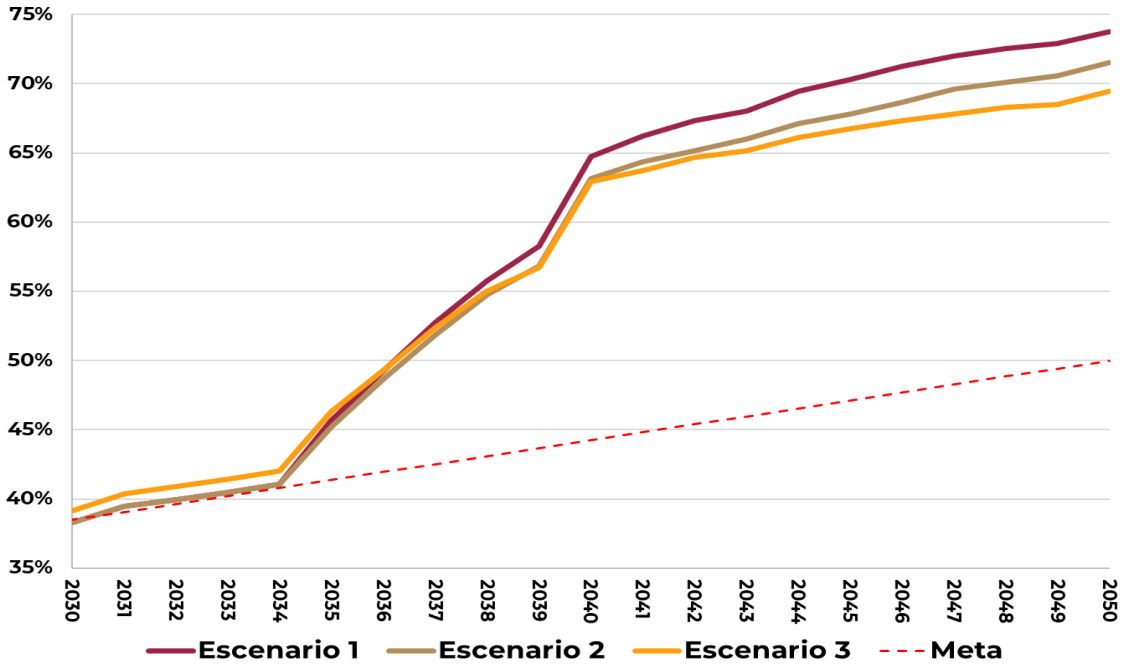
La Figura 4.14.4 muestra el porcentaje de las metas de Energía Limpia, para alcanzar entre el 70-75% de la energía eléctrica producida para 2050 con Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

Se aprecia una pendiente pronunciada con la incorporación en la matriz energética del H_2 verde, la Concentración Solar, almacenamiento y nuclear a partir del 2035.

En ejercicios siguientes, se incorpora en las evaluaciones entre la energía con H_2 verde y sistemas de captura de CO_2, Desde el punto de vista de la inversión, la escala es relevante. Las plantas de Captura y Almacenamiento CO_2 requieren una cierta escala para justificar la inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento de CO2, los electrolizadores operan a una escala más pequeña utilizando tecnología más modular, que puede expandirse gradualmente y ajustarse a la demanda[4], una buena combinación de estas dos tecnologías brindaría Confiabilidad en el Suministro Eléctrico con Centrales Eléctricas Convencionales y reduciría significativamente las emisiones de CO_2. Ir al Anexo 4.22 del documento.

[4] IEA, 2019

Figura 4.14.4. Porcentaje de metas de Energía Limpia 2030 a 2050

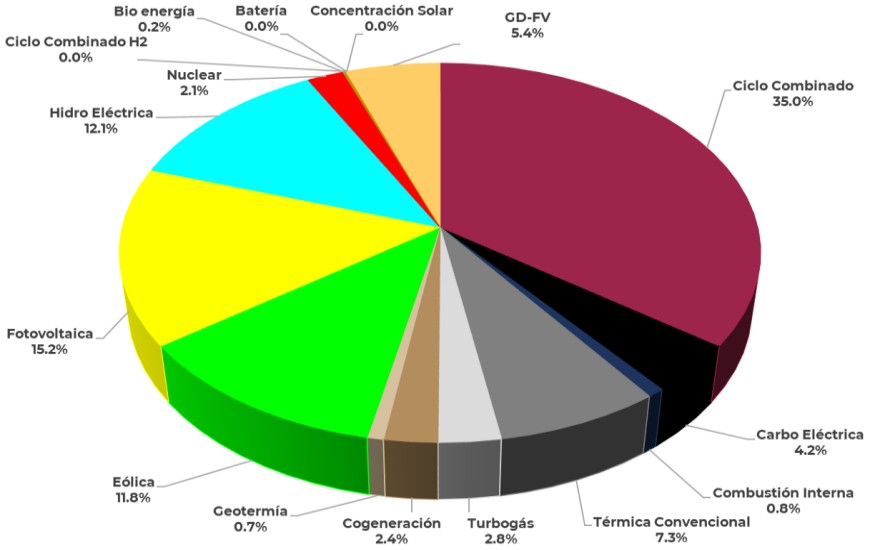


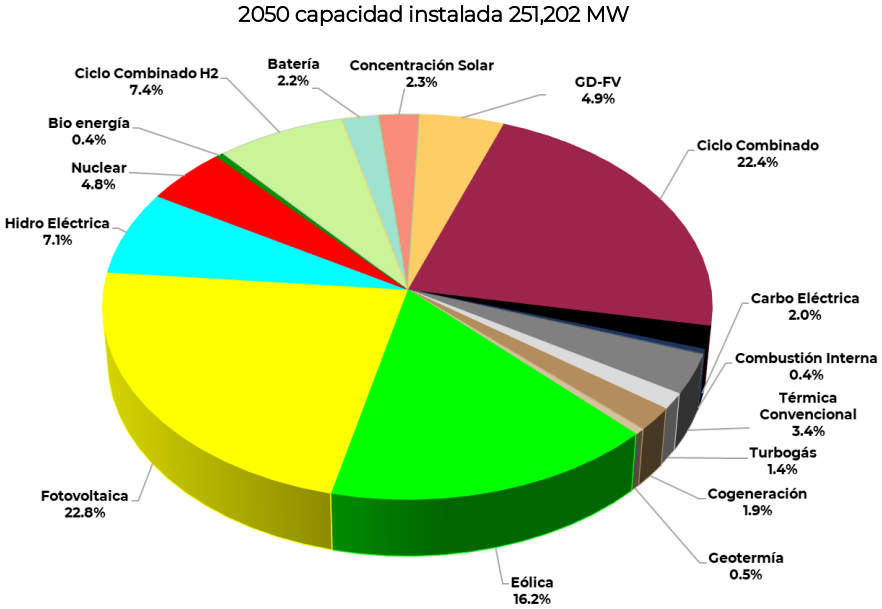
Capacidad neta instalada por tecnología

La figura 4.14.5 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada por tipo de tecnología para el escenario 1 estimado para los años 2030 y 2050. Para más información ir al Anexo 4.23 del documento.

Figura 4.14.5. Capacidad neta instalada (MW) por tecnología para Escenario 1

2030 capacidad instalada 117,281 MW

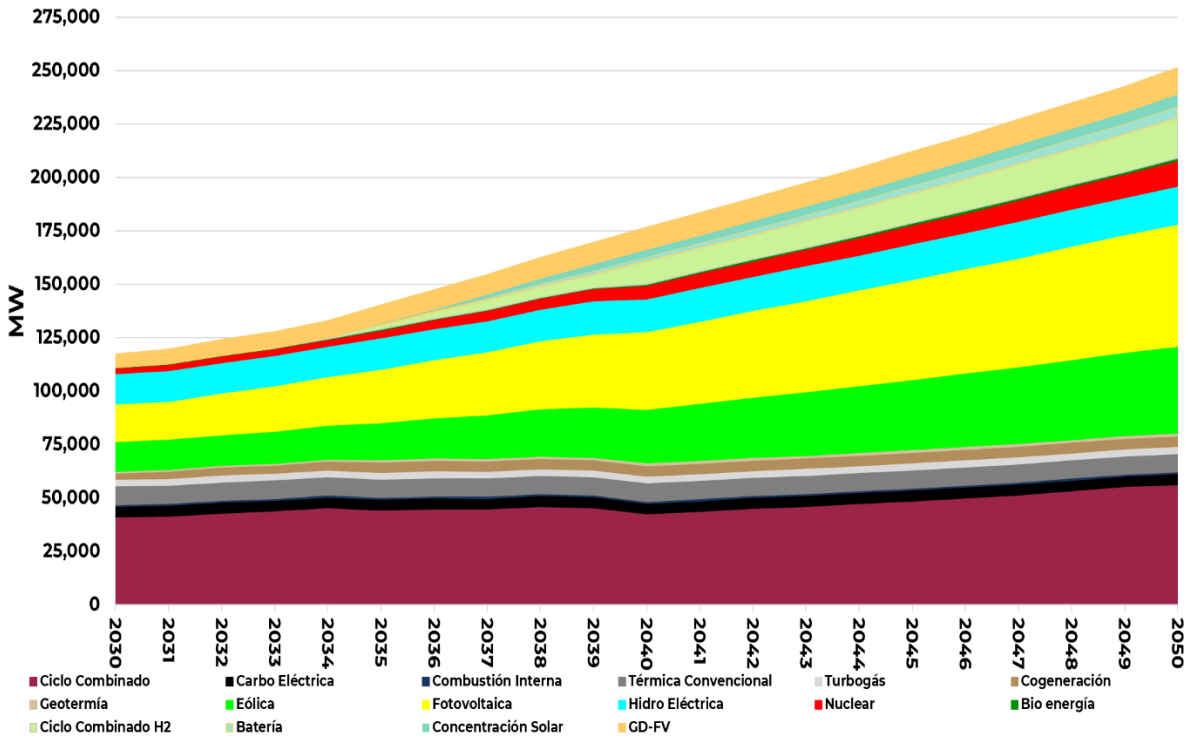




Fuente: SENER.

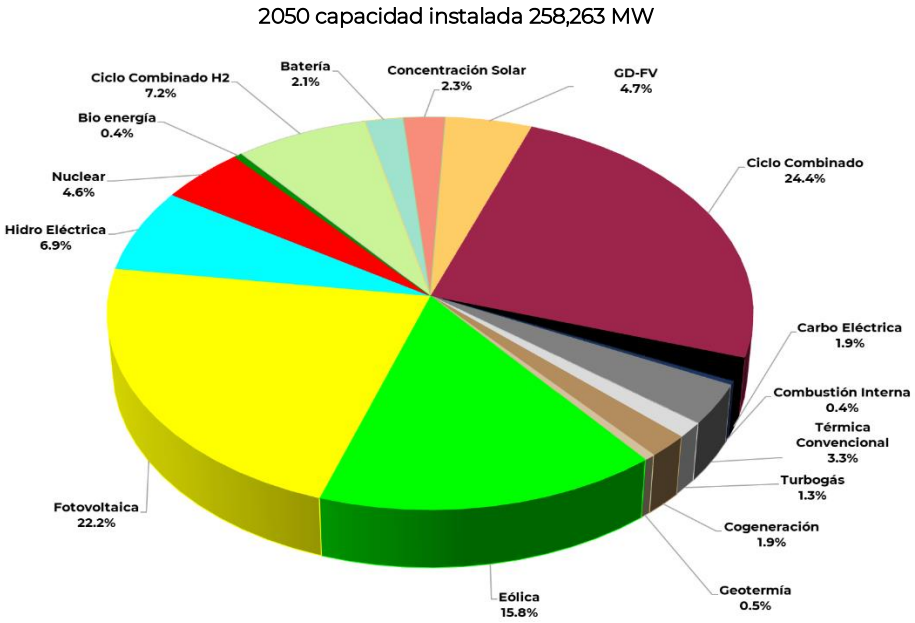
Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 31.5 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia. La Figura 4.14.5 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2030 a 2050 para el escenario 1. Con la incorporación de H_2 verde y el cambio en la matriz de consumo residencial para el cumplimiento de las metas se observa un incremento en la Energía Limpia. Ir al Anexo 4.24 del documento.

Figura 4.14.5. Capacidad neta instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 1



La figura 4.14.6 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología para el escenario 2 estimado para el año 2050. Ir al Anexo 4.25 del documento.

Figura 4.14.6. Capacidad neta instalada por tecnología para Escenario 2

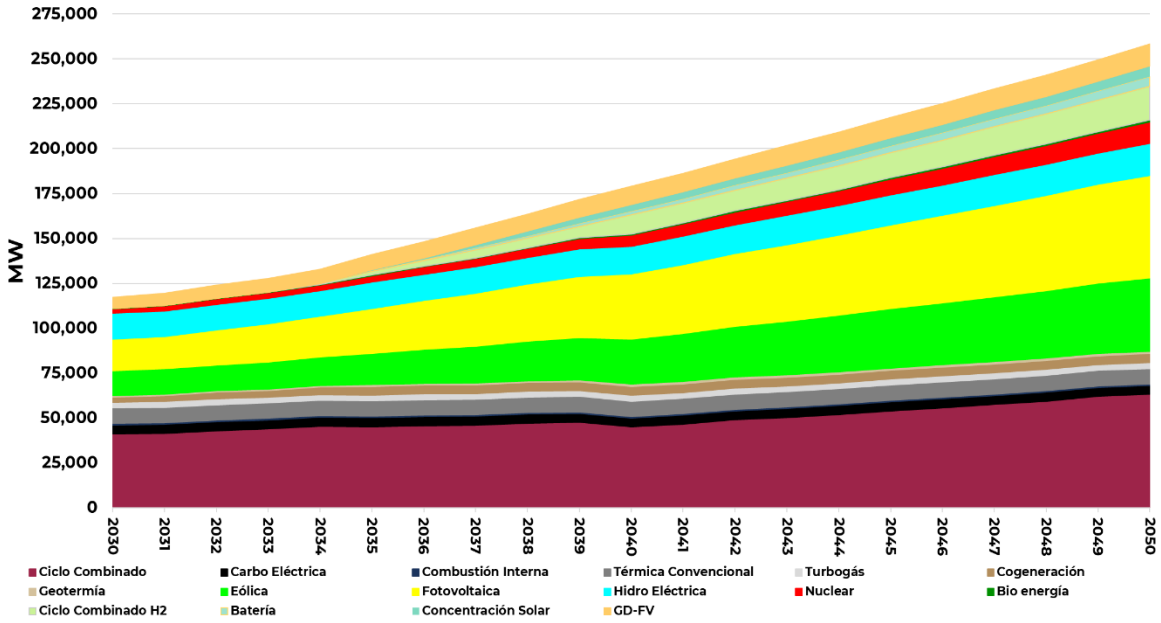


Fuente: SENER.

Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 33.2 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

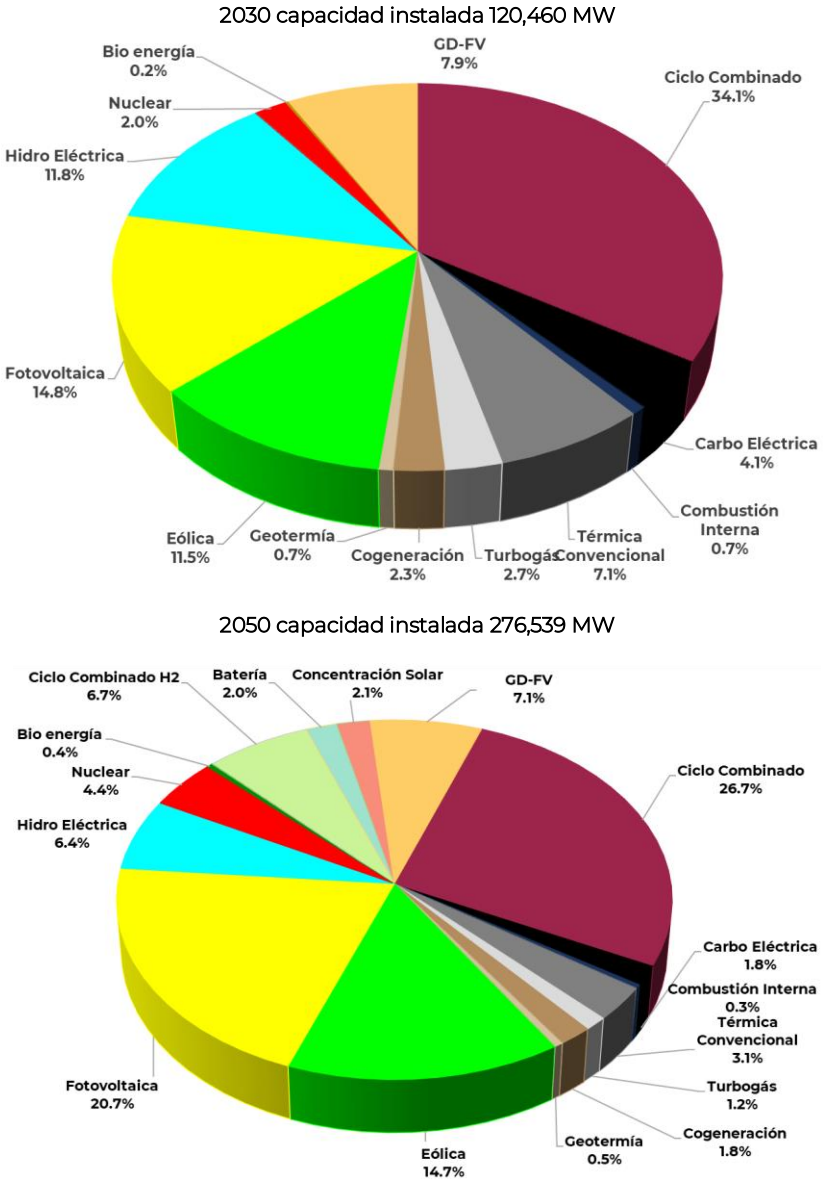
La Figura 4.14.7 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2030 a 2050 para el escenario 2. Ir al Anexo 4.26 del documento.

Figura 4.14.7. Capacidad neta Instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 2



La figura 4.14.8 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología para el escenario 3 estimado para los años 2030 y 2050. Ir al Anexo 4.27 del documento.

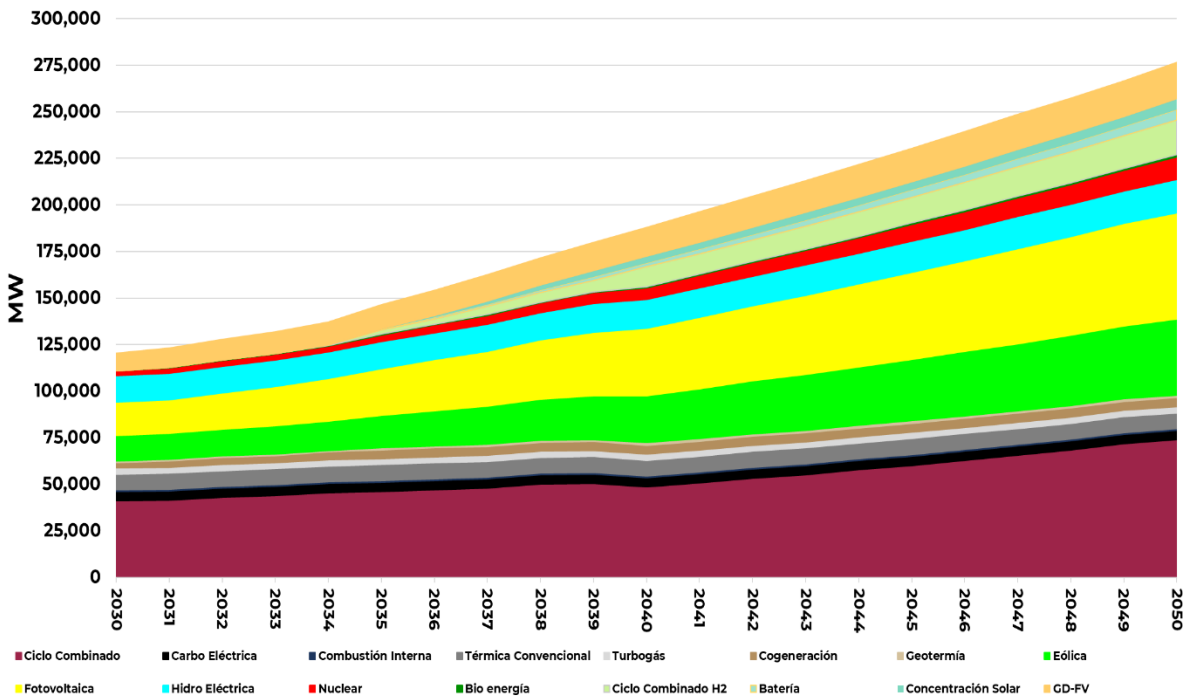
Figura 4.14.8. Capacidad neta instalada por tecnología para Escenario 3



Fuente: SENER.

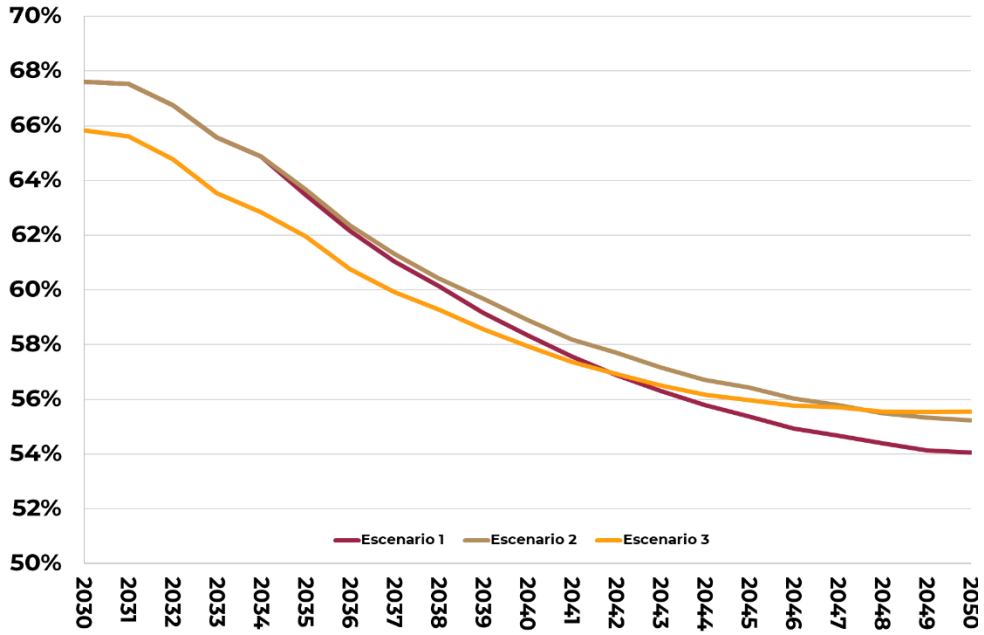
Para este escenario en 2050, la capacidad neta instalada en MW correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 37.6 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia. La Figura 4.14.9 muestra la evolución de la capacidad instalada de 2030 a 2050 para el escenario 3. Ir al Anexo 4.28 del documento.

Figura 4.14.9. Capacidad neta instalada en MW 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 3



Para los tres escenarios la Figura 4.14.10 muestra como disminuye el porcentaje de participación en la capacidad neta instalada de unidades de Centrales Eléctricas síncronas en el SEN (incluye Concentración Solar) de 2030 a 2050. En el periodo de 2035 a 2050, para los tres escenarios se tiene una incorporación de unidades de Centrales Eléctricas síncronas de 49,559 MW, 56,385 MW y 67,401 MW, respectivamente e incluye Centrales Eléctricas con combustibles fósiles y Energías Limpias. Ir al Anexo 4.29 del documento.

Figura 4.14.10. Porcentaje de participación de capacidad neta instalada de unidades de Central Eléctrica síncrona 2020 a 2050



El tener esta capacidad instalada de Centrales Eléctricas síncronas, no es igual al porcentaje sincronizado en el Despacho de Centrales Eléctricas.

Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050

Las Figuras 4.15.1 a 4.15.3 muestran la evolución estimada de la energía eléctrica producida por tipo de tecnología para los tres escenarios. Se puede observar con la electrificación del sector de transporte, residencial y comercial para reducir la dependencia de hidrocarburos, es necesaria una mayor participación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias Ir a los Anexos 4.30 a 4.32 del documento.

Figura 4.15.1. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 1

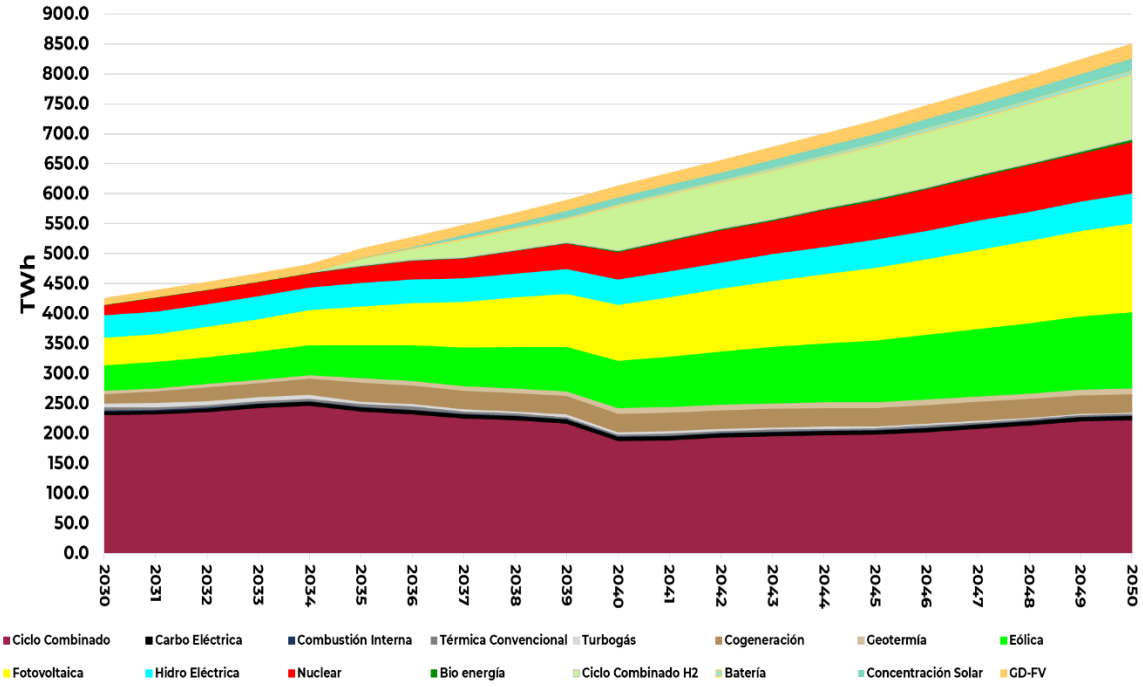


Figura 4.15.2. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 2

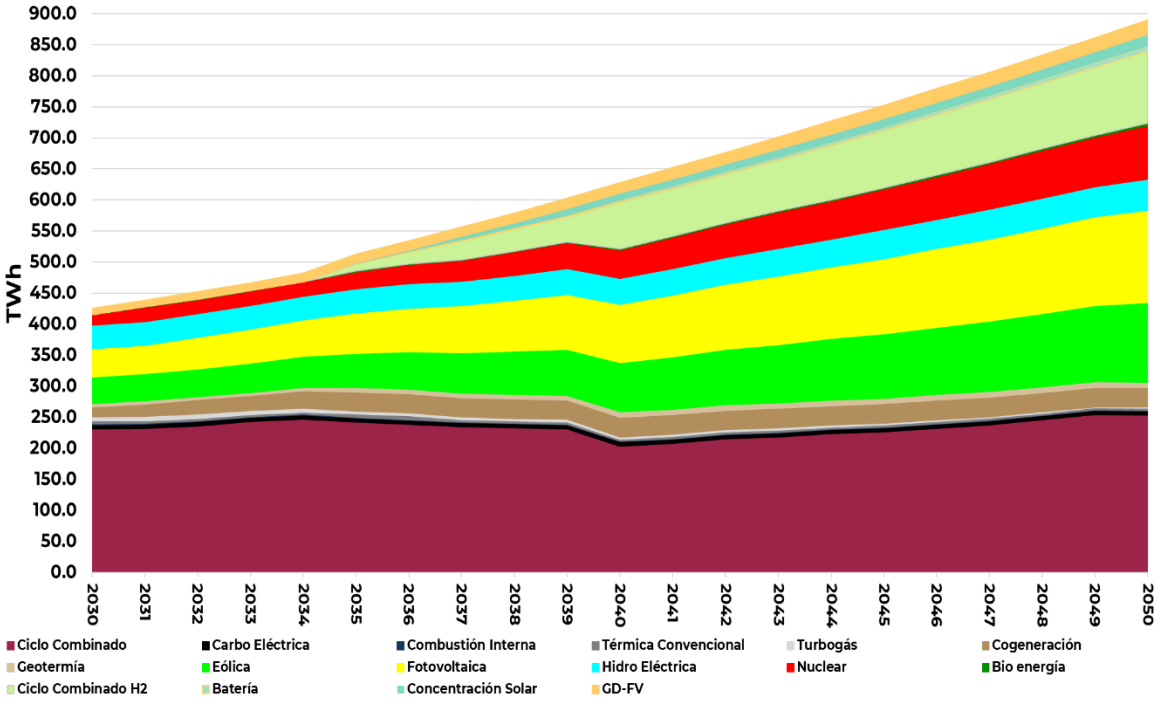
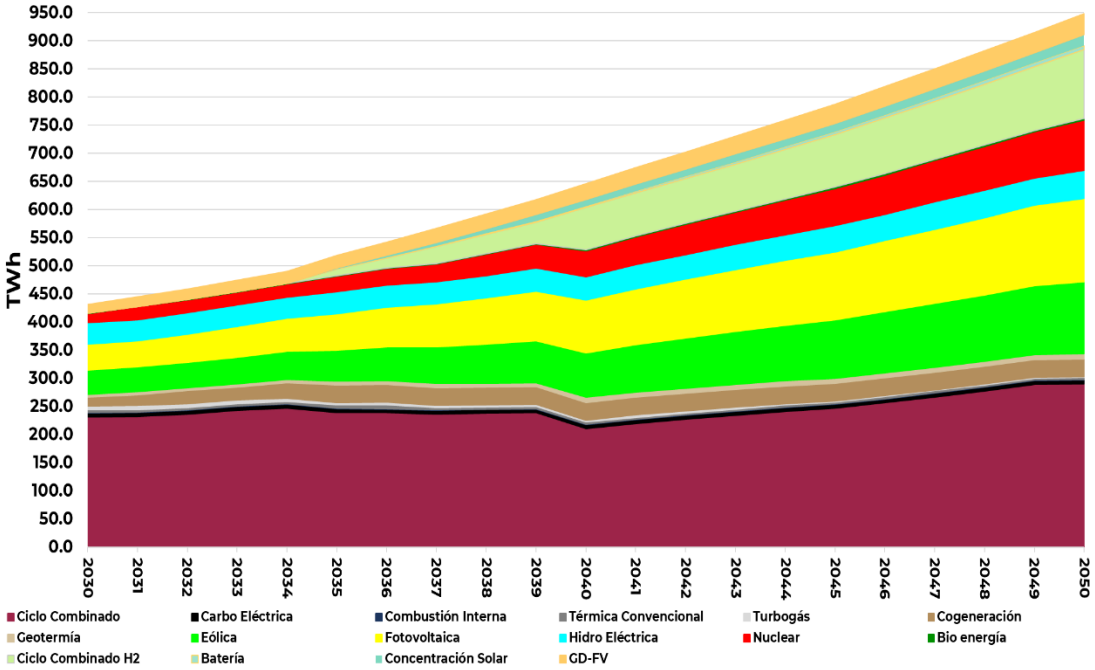


Figura 4.15.3. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 3



La evolución del consumo de energía eléctrica con una transición energética a una menor dependencia de hidrocarburos más significativa hacia la electrificación del sector de transporte público y vehicular, así como el cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, presentará mayores desafíos como sector público y privado en México.

El Cuadro 4.15.4 resumen por lustro para los tres escenarios de 2030 a 2050 la evolución estimada de la producción de energía eléctrica en TWh para la producción con Energía Fósil y Limpia (la cogeneración en sus diferentes tecnologías, se desglosa su producción en Energía Fósil y limpia, incluye la GD-FV).

Cuadro 4.15.4. Evolución de la producción de energía eléctrica en TWh 2030 a 2050 por fósil y limpia

	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
Periodo	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)
2030	262.4	163.1	38.3%	262.4	163.1	38.3%	262.4	169.0	39.2%
2035	275.9	231.9	45.7%	281.2	232.0	45.2%	278.3	240.3	46.3%
2040	215.9	396.4	64.7%	231.6	396.5	63.1%	239.3	406.8	63.0%
2045	214.2	507.8	70.3%	242.1	510.4	67.8%	261.7	525.6	66.8%
2050	223.2	626.5	73.7%	253.5	636.4	71.5%	289.3	658.8	69.5%

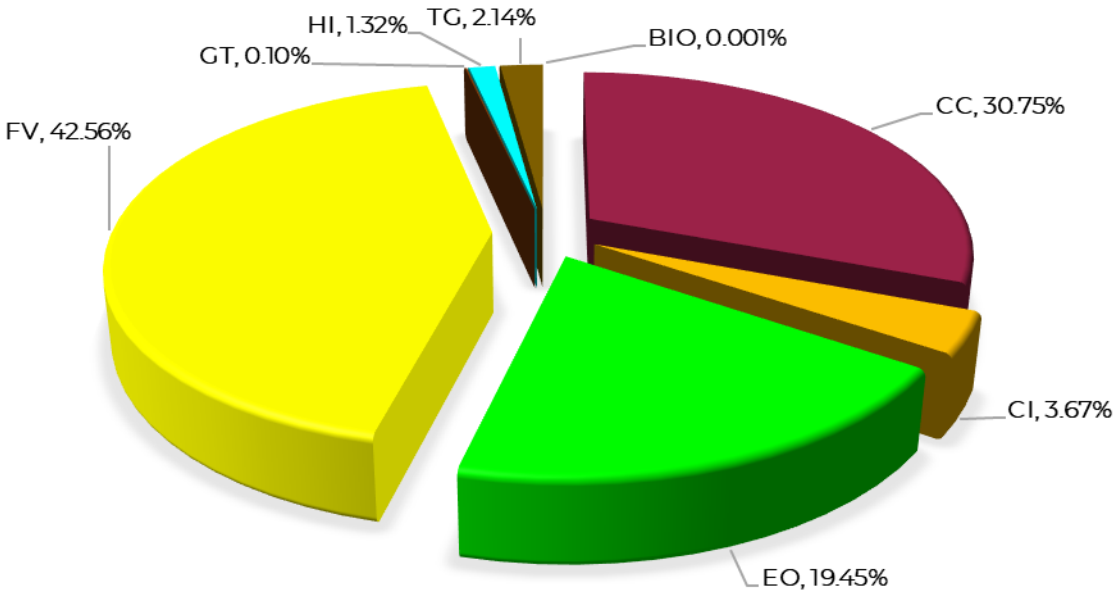
Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2020-2024

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 diciembre del 2020, 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 57,000 MW. La figura 4.16.1 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 Interconexión en proceso de Estudios son: fotovoltaica, con más del 42%; ciclo combinado, superando el 30%; y eólica con aproximadamente el 20%.

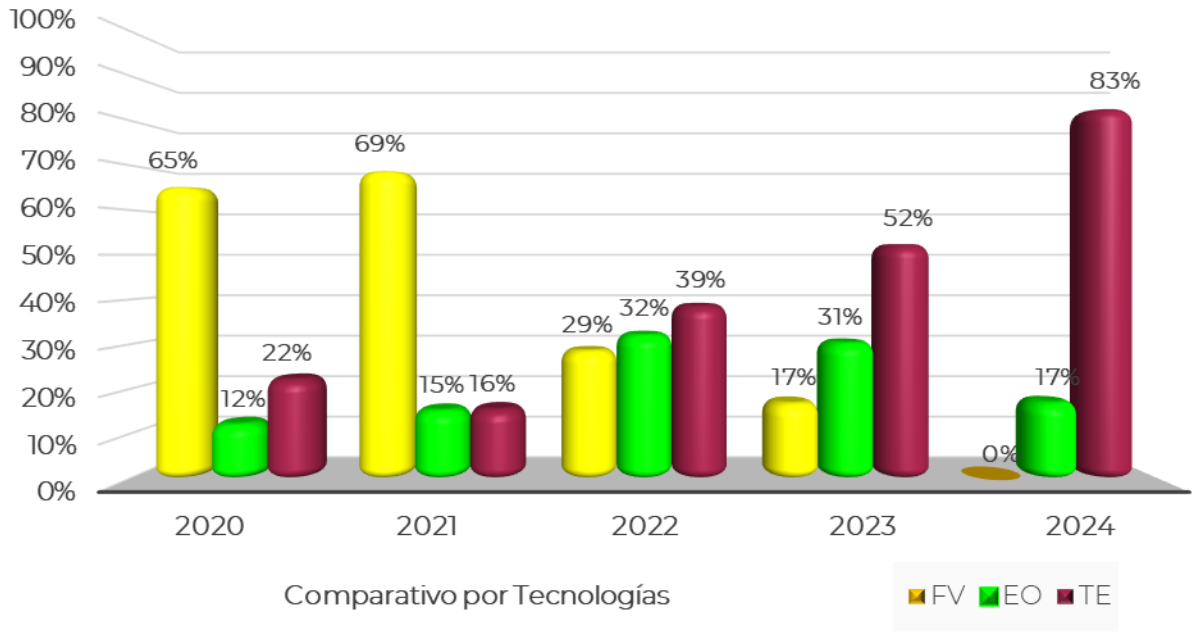
Figura 4.16.1. Segmentación por tecnología de Centrales Eléctricas en proceso de Estudio de Interconexión



FV: Fotovoltaica, GT: Geotérmica, HI: Hidroeléctrica, TG: Turbogás, BIO: Bioenergía, CC: Ciclo Combinado, CI: Combustión Interna, EO: Eólica. Información de diciembre de 2020.

La figura 4.16.2, 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 2021, la relación de la tecnología fotovoltaica y eólica respecto a la térmica es de aproximadamente 5 a 1.

Figura 4.16.2. Comparativo de las tecnologías fotovoltaica y eólica respecto a las térmicas por año de fecha de entrada en operación

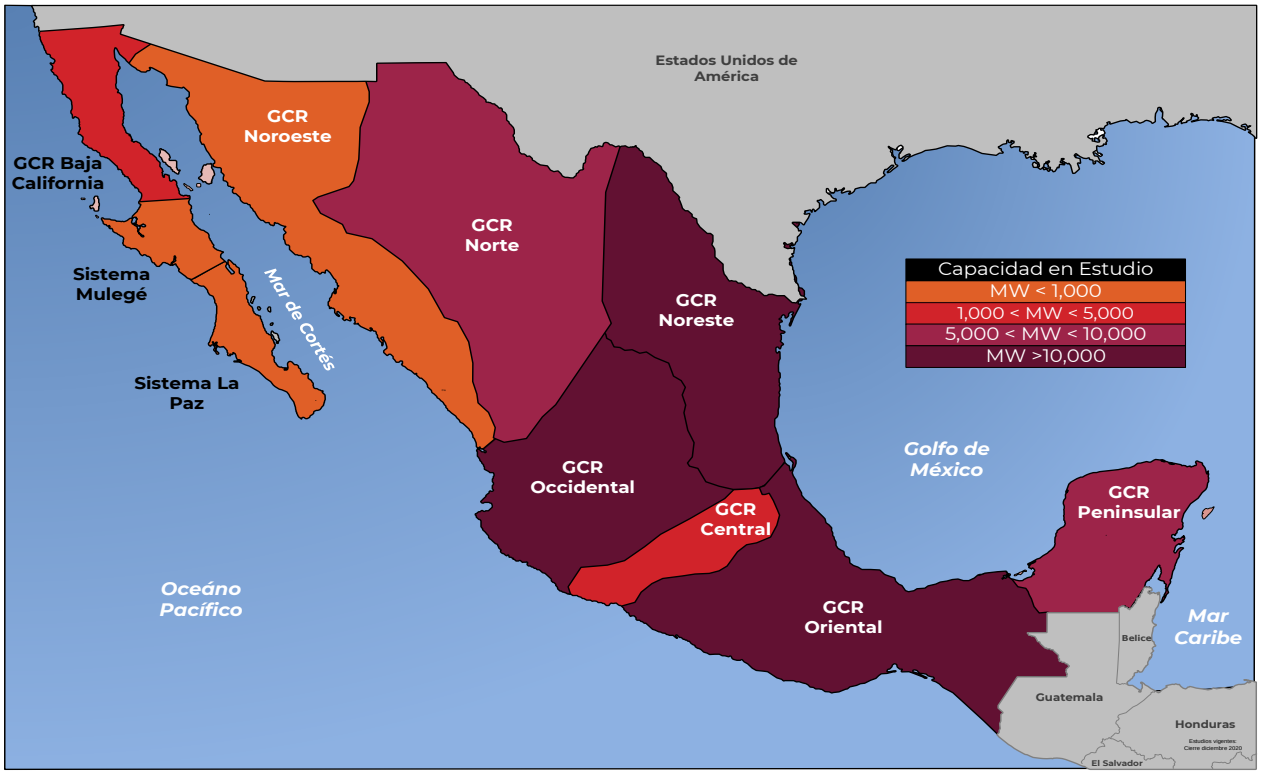


FV: Fotovoltaica, EO: Eólica y TE: Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás).

En la figura 4.16.3 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, Noreste, Norte y Oriental, donde se concentra más del 70% 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 cerca del 35% del total de la capacidad de generación actualmente en estudio, estas GCR son actualmente exportadoras de energía 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 cerca del 90% de la capacidad de interconexión en estudio.

Figura 4.16.3. Capacidad de generación en etapa de estudio por GCR



Considerando los Estados Operativos del SIN, el Margen de Reserva Operativo, los ajustes en los Pronósticos de demanda y 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 de transmisión, compensación, transformación, entre otras, destacando las problemáticas de saturación siguientes:

- En los corredores de transmisión de las redes troncales de las GCR Noroeste y Norte (principalmente red de 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión que conectan el norte (GCR Noroeste, Norte y Noreste) hacia el sur del país (reforzamientos de la red en varios cientos de 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).

Estudios de Servicio de Transmisión (Porteo)

El artículo Segundo transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación, y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) continuarán rigiéndose en los términos establecidos en la citada Ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, en lo que no se oponga a lo anterior y por lo dispuesto en la LIE y sus transitorios.

Las solicitudes de interconexión y de Servicios de Transmisión de las Centrales Eléctricas que se regirán por Contratos de Interconexión Legados, serán evaluadas en los términos establecidos en la LSPEE y las disposiciones emanadas de las mismas, según el artículo Décimo Séptimo transitorio de la LIE.

Al trasladarse al CENACE por ministerio de ley las atribuciones establecidas en las metodologías vigentes para la determinación de cargos del Servicio de Transmisión para permisionarios legados, se da con los derechos y obligaciones correspondientes, por ello independiente del tipo de Central Eléctrica legada, el CENACE, es el responsable de proporcionar a los solicitantes los cargos del Servicio de Transmisión con base en la información aportada en cada solicitud.

Al cierre de 2020 se tienen en operación 248 contratos de interconexión legados, con una capacidad de generación establecida en los contratos de 11,792 MW, de los cuales 6,880 MW son fuentes de generación renovables y 4,912 MW de fuentes de generación convencionales; el 86% del total corresponden a abastecimiento remoto, 12% consumo local, 1.02% exportación, 0.64% exportación y el 0.77% a centrales eléctricas de pequeña producción. En el cuadro 4.16.1 se muestran las capacidades de generación de los abastecimientos locales y remotos - conforme a los instrumentos contractuales- en las Gerencias de Control Regional.

Cuadro 4.17.1. Capacidad de generación de abastecimiento local y remoto por GCR

Abastecimiento	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Occidental	Central	Oriental	Peninsular
	MW							
Local	25	145	61	532	25	64	516	0
Remoto[1/]	190	421	556	4,487	965	29	3,602	83

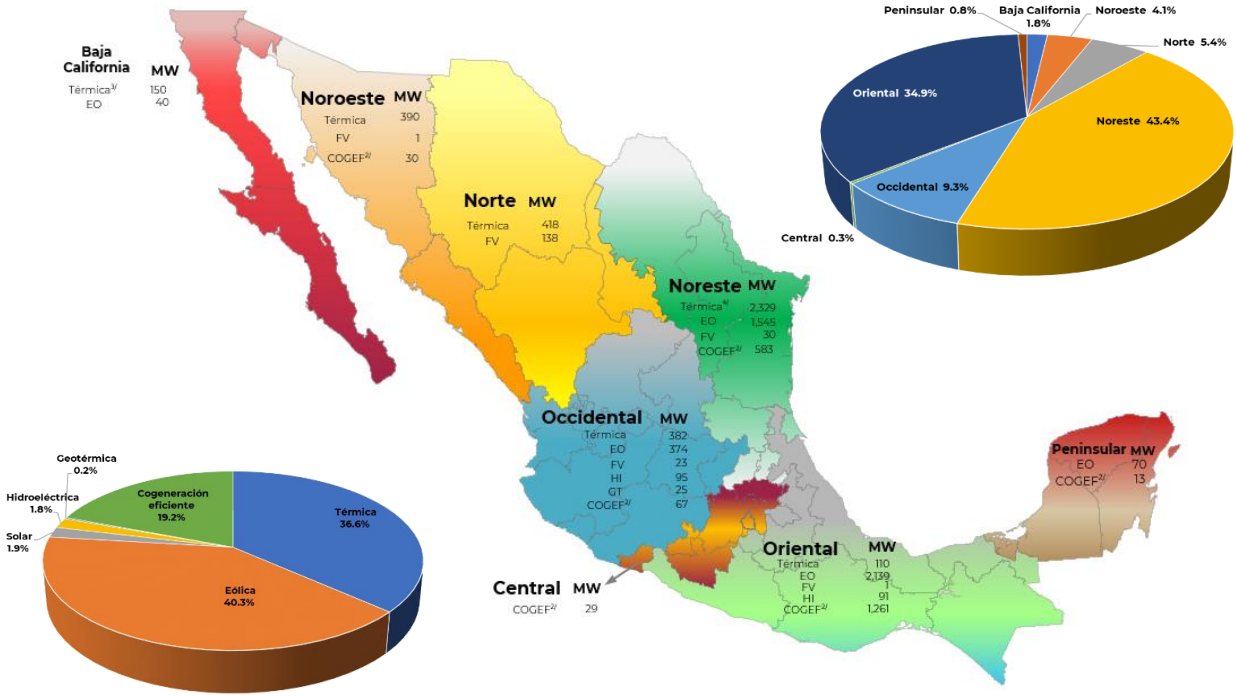
[1/] Incluye importación y exportación.

Las Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica permiten calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión de Centrales Eléctricas con abastecimiento remoto, las cuales hacen uso del sistema eléctrico para transmitir la energía a las cargas asociadas. La figura 4.16.1 muestra la capacidad de abastecimiento remoto por GCR y por tecnología.

En el periodo enero-diciembre de 2020, se recibieron 67 solicitudes para la determinación de los cargos del Servicio de Transmisión: 22 corresponden a

Centrales Eléctricas convencionales y 45 a Centrales Eléctricas con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente.

Figura 4.17.1. Capacidad de abastecimiento remoto MW 1/



1/ Los estudios de Servicio de Transmisión para las centrales térmicas se atienden como convencionales.
2/ Cogeneración eficiente (COGEF) incluye Biogás y Biomasa.
3/ Incluye importación.
4/ Incluye importación y exportación.

5

DIAGNÓSTICO OPERATIVO

2019

V. Diagnóstico operativo 2019

Por Gerencias de Control Regional

Se presenta una evaluación del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional en términos de Confiabilidad y su relación con la eficiencia del Mercado Eléctrico Mayorista. 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 las RGD del MEM. Asimismo, se indican i) las obras que se encuentran programadas e instruidas, de los distintos ejercicios de planeación, para resolver los problemas de Confiabilidad identificados, ii) las que se propondrán en este nuevo ejercicio y iii) la importancia de que se lleven a cabo los proyectos legados previos a la Reforma Energética que atenderían varias de las problemáticas operativas existentes.

Cuadro 5.1.1. Diagnóstico Operativo de la GCR Central

GENERACIÓN	• La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía para atender su demanda. Durante el año 2019, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 18 de febrero a las 19:07, con un valor de 9,112 MW y en este punto operativo se contó con un monto de generación eléctrica local de 5,600 MW e importación de potencia eléctrica de 3,512 MW a través de enlaces de transmisión en 400, 230 y 115 kV. Es decir, se importó el 38.5 % de la demanda. • Durante 2019 entraron en operación cinco Centrales Eléctricas (CE) en media tensión de 0.5, 1.9, 3.6, 1.0 y 1.2 MW. Adicionalmente, como parte de los proyectos de modernización de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de CFE Generación I y II, entró en operación el Paquete 2 de la Central Ciclo Combinado (CCC) Tula con una capacidad de 275 MW, además de la Unidad 2 de la Central Termoeléctrica de Nonoalco con una capacidad de 32 MW. • Actualmente se encuentran en fase de pruebas las CE de tipo Ciclo Combinado Energía Valle de México II con una capacidad de 850 MW, Valle de México II de 615.2 MW y el paquete 1 de Tula con una capacidad de 275 MW.
TRANSMISIÓN	• El corredor de Transmisión Donato Guerra – San Bernabé, transmite parte de la energía eléctrica proveniente de las Centrales Eléctricas instaladas en la Zona Lázaro Cárdenas hacia la red Troncal de 400 kV de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, que forma un anillo. Como resultado del alto despacho de generación de las Centrales Eléctricas Petacalco, Villita e Infiernillo ubicadas en la Zona Lázaro Cárdenas, la Línea de Transmisión (LT) Donato Guerra - A3690 - Agustín Millán II alcanzó el 90% de su capacidad operativa (1,109 MVA). Mientras que la LT Lázaro Cárdenas Potencia - A3010 - Donato Guerra alcanzó el 92 % de su capacidad operativa (1,109 MVA). Lo que hace necesario el posicionamiento de unidades de generación para la aplicación del Disparo Automático de Generación (DAG) de la Zona Lázaro Cárdenas, ante la eventual contingencia sencilla (N-1) de algún elemento. • Adicionalmente, el alto flujo de potencia inyectado desde el nivel de tensión de 400 kV hacia la red de 230 kV, por medio del equipo de transformación instalado en la SE Nopala y la nueva SE Chimalpa II, con un monto de energía cercano a los 850 MW en la red de transmisión de 230 kV, ocasiona que la LT Chimalpa II - 93L30 - Contadero en 230 kV alcanzara el 90% de su capacidad operativa (318 MVA), la cual podría llegar a su saturación ante la contingencia sencilla (N-1). • En condición de alta demanda en la zona poniente de la ciudad de Toluca, capital del Estado de México, y ante la ocurrencia de una falla de la LT San Bernabé - 93490 - Atenco de la red asociada en el nivel de tensión de 230 kV, se presenta un flujo de la LT Deportiva - 93470 - Toluca que alcanza el 90% de su límite térmico por capacidad del conductor (418 MVA).

... Continuación

Cuadro 5.1.1. Diagnóstico Operativo de la GCR Central

TRANSMISIÓN	• 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). En la actualidad, solamente se tiene concluido el segundo circuito del tramo Pachuca – Actopan. No se ha podido continuar con el resto de la trayectoria. Derivado de su limitada capacidad de transmisión, este corredor de transmisión debe operar con red seccionada en Actopan con la finalidad de reducir la afectación del servicio ante contingencia sencilla, lo cual tiene un impacto sobre la Confiabilidad en el suministro de la región centro del Estado de Hidalgo. Se han explorado proyectos alternativos que permitan incrementar la Confiabilidad de la red asociada, uno de estos proyectos consiste en la modificación topológica del corredor aislado en 85 kV Tulancingo – Parque Industrial Reforma, realizando un entronque en la SE Dos Carlos, además de reforzamientos en la red asociada, lo que permitiría incrementar la capacidad de transmisión proveniente desde la SE Parque Industrial Reforma para alimentar la carga de la red asociada a la SE Pachuca. • La LT Toluca - 73L30 - Lerma de 85 kV mantiene su capacidad limitada a 35 MW, por lo que la generación asociada con la Central Hidroeléctrica de Lerma se mantiene condicionada a la capacidad del circuito. • Entraron en operación dos LT en 230 kV Condesa – Diana y Condesa – Tacubaya, construidos con cable subterráneo de 2000 mm^2, para el suministro de la nueva SE Condesa de 230 kV.
TRANSFORMACIÓN	• En la zona de Pachuca, el Autotransformador (AT) de relación de transformación 400/230 kV y 330 MVA de la SE Pachuca Potencia ha operado por arriba del 50 % de su capacidad nominal, y ante la contingencia sencilla de la LT Pachuca Potencia - A3W70 - Tula de 400 kV, se pueden presentan sobrecargas del AT, esto ocurre en el caso de que el flujo de potencia activa a través de la LT Poza Rica Dos - A3370 - Pachuca Potencia en 400 kV proveniente de la región del Golfo de México sea mayor de 650 MW. • En la zona de Atlacomulco, ante la contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia de 400 kV o del AT de la SE Atlacomulco Potencia de relación de transformación 400/115 kV, se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos y se requerirá la operación de esquemas de protección para preservar la Confiabilidad como es el corte de carga eléctrica en la zona. 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 construcción será factible para septiembre de 2022, este proyecto ya fue instruido por la SENER para su construcción por parte de la CFE en 2018. • 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 entronques de la red eléctrica en el nivel de 230 kV realizados por la CFE. Por otra parte, derivado 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 cuyo alcance contemplaba la instalación de reactores para el control de altos voltajes, por altas aportaciones de potencia reactiva en los cables de potencia, se requerirá proponer en futuros programas de ampliación nuevas alternativas para el control de voltaje como son equipo de compensación de potencia reactiva y/o reconfiguración en la red eléctrica existente.
COMPENSACIÓN	• En la SE Donato Guerra y red eléctrica asociada en 400 kV se presentan voltajes por arriba de 420 kV en días festivos y fines de semana ante la condición de baja demanda. Desde el PAMRNT 2015-2029 se identificó el requerimiento de equipo de compensación para el control de voltaje, por lo cual se tiene programado el traslado de dos reactores de 31.75 MVAr cada uno provenientes de la SE Temascal, este proyecto ya fue instruido por la SENER para su construcción por parte de la CFE desde 2017 y tiene fecha factible de octubre de 2021. • En la SE Atlacomulco Potencia en la barra de 400 kV se han presentado voltajes por arriba de 420 kV por 279 horas, esta condición de control de voltaje será resuelta con el proyecto instruido indicado en el punto previo.

Cuadro 5.1.2. Diagnóstico Operativo de la GCR Oriental

GENERACIÓN	• Durante octubre de 2018 al mes de agosto de 2019 han entrado en operación tres Centrales Eléctricas con capacidad total de 661 MW. • En el mismo periodo, la producción de energía hidráulica considerando las Centrales Eléctricas del ámbito de la GCR Oriental, fue de 9,224 GWh. • La CCC Dos Bocas de 226 MW de capacidad (en 115 kV) continúa como "Must-Run" en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con altos costos de producción. La infraestructura de Transformación en la red eléctrica de Veracruz se mantiene igual que el año 2018, sin embargo, la carga de los bancos 230/115 kV en las Subestaciones Veracruz II y El Jardín incrementaron su carga en un 7% y 5% respectivamente en comparación con el periodo anterior. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo el proyecto propuesto por el CENACE de la SE Olmeca para incrementar la capacidad de transformación y soportar el crecimiento de la demanda en la zona Veracruz, que incluye la ampliación del puerto marítimo de Veracruz. En 2020 cambia el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a "Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz". • La CE Ciclo Combinado Centro con una capacidad instalada neta de 656 MW se encuentra en periodo de pruebas, sin embargo, se ha presentado retrasos en su Fecha de Entrada en operación comercial derivado de problemáticas sociales en la zona, lo que no ha permitido concluir la construcción de aproximadamente 100 metros de acueducto, que son necesarios para su operación. Una vez solucionadas las problemáticas sociales se estima que llevaría aproximadamente 100 días de trabajo para que la CE pueda entrar en operación comercial.
TRANSMISIÓN	• El corredor de transmisión compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia y Juile (A3V30 y A3V40) con una capacidad declarada por el transportista de 1,100 MW cada una, presentan congestión ante contingencia sencilla (N-1) con un alto factor de planta de generación eólica (alta generación). En el último año el enlace ha operado en 1,977 horas por encima de su capacidad de transmisión, alcanzando un flujo máximo de 1,628 MW. Por tanto, se ha requerido la activación del Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Generación. Para resolver esta problemática se encuentra instruido por la SENER desde 2017 el proyecto "Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco " (PEM M16-OR1) que permite el incremento de capacidad en corredores de transmisión de la GCR Oriental y dentro de su alcance se contempla el reemplazo de equipamiento serie de las SE Ixtepec Potencia y Juile asociado a las LT A3V30 y A3V40 que permitirá incrementar su capacidad a 1,500 MVA, lo anterior, considerando que estas LT cuentan con tres conductores por fase calibre 1113 kcmil y su capacidad de límite térmico es mayor al valor limitado. La fecha factible de entrada en operación corresponde a febrero de 2023. • Se mantiene la escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, lo que provoca disminución en la generación de energía eléctrica en la región, siendo un área deficitaria que depende de su suministro empleando la red eléctrica existente. Además, el límite de transmisión en el corredor de transmisión entre la región del Grijalva y Tabasco (compuesto por dos LT en 400 kV Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia, Malpaso II - A3U90 - Tabasco Potencia, y el Autotransformador AT-02 de Malpaso II) está definido con un monto de 1,500 MW, con la implementación de un Esquema de Acción Remedial que consiste en la interrupción de carga, la cual incrementa su valor anualmente con el crecimiento de demanda de la región. De octubre del 2018 a septiembre de 2019, el tiempo de operación por arriba del límite establecido fue de 147 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la red de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante, con los proyectos estratégicos de infraestructura de la SENER, que incluye la construcción de dos Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en Mérida y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). Por tanto, la problemática expuesta se solventaría hasta 2024. • Se mantienen los problemas sociales que no han permitido concluir en su construcción el tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia de 230 kV, el cual reporta un avance del 44% de acuerdo con la última información proporcionada por CFE, esta situación ha prevalecido alrededor de 11 años. Este enlace es una fuente de energía eléctrica requerida para atender parte del suministro eléctrico del Estado de Guerrero. Actualmente, se monitorea que la LT Pie de la Cuesta – 93060 - Ixtapa Potencia no supere su límite operativo ante contingencia de una de las LT Mezcala – Zapata, ya que se requeriría el despacho de la CE Caracol para evitar afectaciones del suministro eléctrico del Estado de Guerrero, principalmente de la ciudad de Acapulco. Asimismo, ante contingencia de la LT Pie de la Cuesta - 93060 - Ixtapa Potencia también se requiere la operación de la misma CE para soportar una eventual segunda contingencia del enlace Mezcala – Zapata. • Incremento en el flujo de potencia por la interconexión México-Guatemala, que consiste en la LT Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes en 400 kV. Se han presentado valores instantáneos de exportación de energía entre 240 y 300 MW. La energía integrada en una hora no ha superado 240 MWh, también se han presentado importaciones mayores a 100 MW por más de 474 horas.

... Continuación

Cuadro 5.1.2. Diagnóstico Operativo de la GCR Oriental

TRANSMISIÓN	• El suministro de energía de las zonas Tapachula y San Cristóbal del estado de Chiapas, así como para la interconexión México-Guatemala es atendido por el circuito la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura de 400 kV, sin embargo, ante su eventual salida (contingencia) se presentan problemas de suministro en la zonas indicadas, así como del enlace de interconexión, lo que provoca el requerimiento de cortes de carga y salida del circuito Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes, actualmente para resolver esta problemática se encuentra instruido por la SENER desde 2015 el tendido del segundo circuito (disponible) de la LT Tapachula Potencia – Angostura propuesto por el CENACE en PAMRNT 2015-2029.
TRANSFORMACIÓN	• La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano alcanzó más del 90 % de su capacidad nominal (relación de transformación 400/230 kV y capacidad total de 750 MVA), durante condiciones de baja transmisión de potencia del enlace Temascal al Centro o flujos de potencia en el sentido del Centro hacia Temascal. A fin de evitar superar la capacidad de los bancos, en julio de 2019 se implementó el esquema de apertura de LT en 230 kV en la zona Veracruz que descarga ambos transformadores de la SE Manlio Fabio Altamirano, sin embargo, se reduce en gran medida la Confiabilidad de suministro en la red de 230 kV de la zona de Veracruz, lo que pone en riesgo el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz. Se tiene en programa el proyecto Olmeca Banco 1 que fue instruido por la SENER en 2018 permitirá resolver la condición de baja Confiabilidad en la red de transmisión de la zona Veracruz, entre otros beneficios. En 2020 cambia el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a “Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión 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. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo la construcción del proyecto P17-OR2 Tlaltizapán Potencia Banco 1 y su red asociada en 115 y 400 kV, que permite resolver las problemáticas de saturación en la red eléctrica de las zonas Morelos y Cuernavaca, asimismo, se consideraba como necesario que el proyecto de Corriente Directa Ixtepec Potencia – Yautepec Potencia estuviera en operación, sin embargo, ante la cancelación de la licitación del proyecto de Corriente Directa por parte de CFE, la obra P17-OR2 ya no fue factible por lo que se está revisando nuevamente el comportamiento de la red eléctrica en estas zonas para evaluar el requerimiento de nueva infraestructura eléctrica en el largo plazo. Derivado de que la necesidad de infraestructura en la zona se debe principalmente a salida o falla en banco de transformación Yautepec Potencia de relación 400/115 kV, se está realizando la actualización y en su caso adición de Esquemas de Acción Remedial que permitan mitigar o reducir las afectaciones de las zonas Morelos y Cuernavaca. • La transformación asociada a la red eléctrica de las zonas Tapachula y San Cristóbal del nivel de tensión de 400 hacia 115 kV consta del transformador de la SE Angostura con 225 MVA de capacidad, así como del transformador instalado en la SE Tapachula Potencia de 375 MVA de capacidad. En 2019 el transformador de la SE Angostura superó 90% de su capacidad nominal en estado de régimen operativo permanente durante 19 horas en el periodo de septiembre 2018 a agosto 2019. Adicionalmente ante el disparo del banco de transformación en Tapachula se tiene alta carga en el transformador de la SE Angostura y problemática de control de voltaje en las zonas que provoca cortes de carga.
COMPENSACIÓN	• Se siguen presentando afectaciones de carga por problemas de control de voltaje en la red de 115 kV, ante contingencias sencillas de LT desde la SE Juchitán II hasta la SE Quemado, sumando un total de 516.7 MWh en el periodo octubre de 2018 a agosto de 2019. Recientemente, en 2019 la SENER instruyó a la CFE, la construcción de los STATCOM (compensación dinámica) en las SE Pochutla y Agua Zarca en 115 kV propuesto por el CENACE en PAMRNT 2019-2033.

Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la GCR Occidental

GENERACIÓN	• Para el día de demanda máxima de la GCR, ocurrida el 23 de mayo de 2019, se importaron 4,445 MW para atender una demanda total de 10,249 MW. Lo que equivale a que aproximadamente el 44 % de la demanda de la GCR fue suministrada por los enlaces de interconexión con las GCR vecinas y el resto por la generación de las Centrales Eléctricas de la propia Gerencia. Aunque la demanda máxima instantánea de 2019 fue menor a la registrada en 2018 (10,405 MW), la energía total consumida en este último año en la GCR Occidental (GCROC) fue aproximadamente 2% superior con respecto al anterior, este valor corresponde a la comparación de los periodos: septiembre de 2017 – agosto 2018 contra septiembre 2018 – agosto 2019. • Entre septiembre de 2018 y agosto de 2019 han entrado en operación 16 Centrales Eléctricas con una capacidad de 1,070 MW y se encuentran en pruebas preoperativas 12 Centrales Eléctricas más, para una capacidad total de 1,891 MW. • Durante este mismo periodo (2018 – 2019) y en comparación con el anterior (2017 – 2018) se ve un incremento en la energía generada con fuentes renovables, destacando la generación fotovoltaica, con un aumento del 893% que se debe a la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas. De igual manera la generación hidráulica tuvo un incremento del 24% en cuanto a su energía generada, con respecto al periodo anterior, el cual se debe a un mayor despacho de las Centrales Eléctricas existentes. • Debido al mayor uso de generación renovable en la GCROC, se ha desplazado ligeramente la utilización de tecnologías basadas en fuentes de energía fósil; sin embargo, los ciclos combinados siguen siendo la tecnología de generación más utilizada en la GCROC con un 44% de participación total en el periodo 2018 – 2019.
TRANSMISIÓN	• Desde 2019 y ante contingencias sencillas, 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 en serie asociados a estas. El listado de las LT con la necesidad de sustitución se encuentra dentro del proyecto: “M19-SEN5 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de LT limitadas por equipo serie”, que forma parte de las propuestas del PAMRNT 2019-2033. • En la zona Aguascalientes se requiere la repotenciación de la LT Encarnación - 73680 - Peñuelas, ya que ante contingencia sencilla y en periodos de alta demanda de las zonas Aguascalientes y Altos, se tiene flujos superiores al límite térmico del conductor. La División de Distribución Bajío tiene programada, para 2023, la obra identificada con la clave de Proyecto Elemental Mínimo (PEM) CLQ, la cual pertenece al paquete 1821E y consta de una LT para conectar la trayectoria entre las SE Aguascalientes Potencia, Peñuelas y Encarnación, con lo cual se soluciona esta problemática. • El crecimiento de la demanda industrial de la ciudad de Silao provoca que ante perdida de elementos de la red de 115 kV se sobrecarguen LT y pueda ser necesario el corte de suministro eléctrico de cargas de la zona. Para solucionar este problema, se encuentra instruido el PEM P17-OC7 LT Silao Potencia – las Colinas, con fecha de entrada programada en 2024. • Debido a la generación de las Centrales Fotovoltaicas Solem I, Solem II y Santiago, en combinación con condiciones de generación y demanda de las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí, se presentan problemas de cargabilidad por límite térmico en la LT Aguascalientes Oriente - 93A10 - Maniobras Solem (Calibre 795 ACSR, 359 MVA). Por tal motivo se encuentra implementado un Disparo Automático de Generación en la Central Fotovoltaica Solem II, el cual ha operado de manera recurrente en condiciones sin contingencia. Desde el PAMRNT 2019-2033 se comenzó a revisar un proyecto de refuerzo en la red de transmisión en el enlace entre las zonas Aguascalientes – San Luis Potosí con el objetivo de minimizar las congestiones de las líneas que las conectan y reducir el costo de producción total del SEN, sin embargo, no ha resultado positivo en su evaluación económica por lo que no se ha propuesto como proyecto identificado para su instrucción por parte de SENER. (Solem ejecutará obra de recalibración de la LT en 2021) • Entre septiembre 2018 y agosto 2019, el corredor de transmisión compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Tepic II y Cerro Blanco operó 4 horas por encima de su límite de transmisión. En total, desde septiembre de 2017 a agosto 2019, se ha operado durante 9 horas por arriba del límite de transmisión establecido. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la ampliación de la capacidad de los elementos y equipo serie con el proyecto P18-OC2 Enlace Tepic II – Cerro Blanco. • El enlace Querétaro – Tula (que permite el intercambio de energía entre las GCR Occidental y Central, operó por encima de su límite de transmisión por aproximadamente 137 horas. Los casos de estudio a mediano plazo, que ya consideran las nuevas adiciones de generación y red proyectada a 2025, así como los despachos óptimos de centrales eléctricas, muestran que la problemática de sobrecarga en este enlace y en el de Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras, se presentará desde 2025. Por estos motivos, 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 de PEM I19-CE1. Con la eventual construcción de esta obra, que se encuentra de las prioritarias para su construcción por parte de CFE, se evitaría la saturación de los enlaces antes descritos al transmitir energía eléctrica del Noreste directamente a los centros de carga del centro del País y por ende se mejoraría el perfil de voltaje de la región Bajío, la cual se encuentra dentro del ámbito de la GCROC.

... Continuación

Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la GCR Occidental

TRANSMISIÓN	• Entre 2018 y 2019 ocurrieron 48 horas en las que el enlace Ramos Arizpe – Primero de Mayo operó fuera de su límite de transmisión, poniendo en riesgo la Confiabilidad de la red en la GCROC, ya que al ocurrir la contingencia de una de las LT que lo conforman, se abaten los voltajes de la SE Salero (SLR) y SE Peñasquito (PÑQ). La regulación de voltaje de las futuras Centrales Eléctricas a interconectarse en la SE Primero de Mayo (PMY) ayudarán a mejorar el límite de transmisión del enlace. Actualmente se encuentran instalados 100 MW de generación eólica y 300 MW de fotovoltaica. Asimismo, se esperan 400 MW adicionales para 2022. • En el mismo periodo, el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro operó 5,013 horas por arriba de su límite de transmisión de 585.5 MW (por equipo serie asociado en la red de 115 kV) y en 1,062 horas estuvo activo el DAG Bajío (Estado Operativo de Alerta) para evitar sobrecarga en las LT de 230 kV en caso de alguna contingencia (armado a 748 MVA). Los trabajos para modificación de elementos serie en la red de 115 kV de la zona San Luis de la Paz están en proceso de terminación por parte de un solicitante de interconexión de Central Eléctrica; mientras que en el PAMRNT 2019-2033 se propuso el proyecto P19-OC3 para incrementar la capacidad de transmisión del corredor con refuerzos en la red de 230 kV, incrementando la Confiabilidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica, así como permitiendo la incorporación de nuevos Centros de Carga y con ello mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y norte del estado de Querétaro. Los casos de estudio a corto plazo, que ya consideran las nuevas adiciones de generación y red proyectada a 2023, así como los despachos óptimos de Centrales Eléctricas, muestran que la problemática de sobrecarga en este enlace se seguirá presentando y aumentará el tiempo en Estado Operativo de Alerta hasta la terminación del proyecto P19-OC3, por tal motivo se encuentra dentro de los proyectos de CFE para su construcción. • En el presente año la red de la GCROC se ha convertido en importadora de energía del norte del país y exportadora hacia el centro. Esta condición se ve reflejada en un incremento de la energía eléctrica que la GCROC recibe de los enlaces con el norte del país y del envío por los enlaces hacia el centro, el comportamiento de los enlaces se describe a continuación: o Mazatlán – Tepic: pasó de ser un enlace que normalmente exportaba energía de la GCROC hacia la GCR Noroeste a importar energía. Esto se debe a que, en el periodo de septiembre 2018 a agosto 2019, la GCROC envío 841.34 GWh a la GCRNO, mientras que en sentido opuesto se recibieron 2,644 GWh. En comparación con el periodo del año pasado, la GCROC envió 2,056 GWh a la GCR Noroeste y recibió 1,330 GWh. o Ramos Arizpe – Primero de Mayo: en el último año se presentó un aumento de la energía recibida en la GCROC, de 4,931 GWh a 7,467 GWh. La GCROC recibió energía por este enlace el 99.5% del tiempo. o Anáhuac – El Potosí: contrario a lo que sucedió con el enlace anterior, para este enlace se redujo la energía que entra a la Gerencia, de 8,335 GWh a 7,597 GWh. o Las Mesas – Querétaro: presentó un aumento en la energía recibida en la SE Querétaro Potencia Maniobras, pasando de 11,130 GWh a 12,482 GWh. Este comportamiento, en conjunto con la disminución de energía que entra a la región Bajío por la compuerta interna Querétaro – Santa María, de 7,375 GWh a 4,477 GWh, y el aumento por el enlace Querétaro – Tula, de 3,916 a 8,025 GWh, con un 100% del tiempo enviado de la GCROC a la GCR Central, indica que la energía Noreste – Centro del País va en aumento dado la incorporación de Energía Limpia y el precio del Gas Natural, y solamente utiliza la red eléctrica de Querétaro como punto de transferencia. • Por último, el enlace Occidental – Lázaro Cárdenas, que interconecta la GCROC con la GCRCE, vio reducida la energía importada a la GCROC al pasar de 4,427 GWh, de septiembre 2017 a agosto 2018, a 1,357 GWh en el mismo periodo, pero de 2018 a 2019. Por el contrario, la exportación de energía del occidente al centro del país aumentó notablemente, al pasar de 58 GWh a 725 GWh.
TRANSFORMACIÓN	• En la zona León, desde septiembre de 2017 se siguen presentando problemas por sobrecarga en la transformación 400/230 kV de la SE Potrerillos, con un total de 90 horas operando por arriba de su capacidad nominal (375 MVA). Para reducir la carga por el autotransformador, como estrategia operativa se realiza la apertura de una LT en 400 kV de SE Potrerillos a Aguascalientes Potencia, sin embargo, esto produce una disminución del nivel de voltaje y de la Confiabilidad del sistema eléctrico en esta zona. Para mitigar esta problemática, se tiene programado el proyecto de compensación capacitiva identificado con el PEM CLK: León III y León IV MVAr, para abril 2020, con el cual se reducirá el flujo de potencia reactiva en el autotransformador, disminuyendo de esta manera la carga total del mismo. Por último, dentro del proyecto P16-OC2: Potrerillos Banco 4, se incorporará transformación de 400/115 kV en la SE Potrerillos, resolviendo la problemática de saturación de dicha SE. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2016 y se espera se concluya en agosto 2021.

... Continuación

Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la GCR Occidental

TRANSFORMACIÓN	• La instalación de nuevas Centrales Eléctricas en las regiones ubicadas al norte del estado de Guanajuato, como en Aguascalientes, Zacatecas o San Luis Potosí han ocasionado un aumento en la transmisión de energía por el corredor Aguascalientes – León, en especial por las LT en 230 kV que interconectan la SE Aguascalientes Potencia y la SE León III. Lo anterior, en combinación con el crecimiento de la demanda de la zona León, ha incrementado la carga por la transformación 230/115 kV de la SE León III (2x100MVA). De septiembre 2017 a agosto 2019 se presentaron flujos de energía superiores al 90% de la capacidad nominal por 1,434 horas y, en el último año, los transformadores estuvieron trabajando con sobrecarga por un periodo de 7 horas. Para evitar que los bancos de transformación de la SE León III aumenten el tiempo de operación con sobrecarga, se recurrió a la segregación de la red eléctrica de 115 kV de la zona, sacrificando la Confiabilidad de esta. La solución de esta problemática, también se encuentra en el proyecto instruido P16-OC2: Potrerillos Banco 4, propuesto por el CENACE desde 2016. Por tales motivos, los retrasos en la realización de esta obra tendrán como consecuencia un incremento en el riesgo de afectación del suministro de energía a usuarios de la zona; así como condicionantes para conectar nuevos Centros de Carga. • Desde septiembre de 2017 se han presentado cargas superiores al 90 % en condiciones normales de operación en la transformación de la SE Querétaro I, la cual cuenta con dos autotransformadores 230/115 kV de 100 MVA y 225 MVA cada uno (se registraron 1,237 horas para el banco de 100 MVA y 1,960 horas para el de 225 MVA). La máximo carga alcanzada en el último año fue del 99% en ambos bancos. En 2017, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE para la sustitución del banco de transformación de 100 MVA por uno de 225 MVA, se espera que entre en operación para abril de 2021 (PEM P15-OC1). • En la SE Irapuato II, para mantener el flujo en la transformación 230/115 kV por debajo del 90 % de su capacidad, se ha estado operando cerrada la LT Salamanca -73130-Irapuato II en 115 kV. Esta LT tiene poca Confiabilidad debido a la invasión del derecho de vía en ciertos puntos de su trayectoria, así como por su antigüedad (61 años) y a que esta soportada sobre torres de aplicación en 69 kV, pero opera en el nivel de 115 kV, por lo que existe una alta probabilidad de que alguna falla, relativamente grave, ocasione su inhabilitación de forma permanentemente o por un periodo prolongado. De no contar con esta línea, se estima que en el último año los autotransformadores de la SE Irapuato II hubieran operado 76 horas por arriba del 90% de su capacidad (2x100 MVA). Para solucionar la problemática el CENACE le propuso en el PAMRNT 2016-2030, el traslado del banco 230/115 kV que está instruido para ser sustituido en la SE Querétaro I (mencionado en el punto anterior) hacia la SE Irapuato II. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la realización del proyecto que se identifica con la clave de PEM P16-OC3. • Con el incremento de la carga en la zona Querétaro, en julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE para la ampliación de la capacidad de transformación en la SE Querétaro Potencia de 230/115 kV, con un banco adicional de 225 MVA programado para noviembre de 2023. Desde septiembre de 2018 a agosto 2019 se han presentado en el banco actual flujos superiores a 202.5 MVA (90%) por 29 horas, con valores máximos de 219.4 MVA (97.5%). • En la red de la zona conocida como San Luis de la Paz se tuvieron 388 horas con la transformación 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz II (3x100 MVA) por arriba del 90% de su capacidad nominal, mientras que el flujo mayor a 90% por la transformación de la SE Santa Fe se redujo, de 31 horas a 5 horas (en el periodo Septiembre-Agosto de 2017-2018 contra 2018-2019), este comportamiento se debió principalmente a equipo en mantenimiento de la red de 115 kV. En esta zona se espera la integración de proyectos de generación renovable (principalmente fotovoltaica) que eventualmente disminuirán la carga en la transformación 230/115 kV, durante el día. Sin embargo, en el PAMRNT 2019-2033 se detectó que el crecimiento de la demanda en la zona saturará la transformación en los periodos nocturnos, por lo que se propuso el proyecto P19-OC2: San José Iturbide Banco 4, que tiene fecha de entrada en operación de mayo de 2025, el cual resuelve la problemática detectada. • Desde septiembre 2017 los transformadores 230/69 kV de la SE Guadalajara II han operado durante 137 horas con sobrecarga (con valores máximos de 5%) y 2,406 horas por arriba del 90 % de su capacidad nominal (2x100 MVA). La carga de los transformadores se reducirá con el proyecto propuesto por el CENACE e instruido por la SENER a CFE-Transmisión: PEM P16-OC1, Guadalajara Industrial Banco 2, instruido en 2016 y con fecha de entrada en operación junio de 2023. • En la zona San Luis Potosí, el autotransformador de 230/115 kV de 225 MVA de la SE La Pila pasó de operar 90 horas por arriba del 90% de su capacidad, en el periodo de septiembre 2017 a agosto 2018, a operar 50 horas en el mismo periodo, pero de 2018 a 2019, mientras que en la SE San Luis Potosí, los dos autotransformadores de 230/115 kV de 100 MVA operaron, en el mismo periodo de 2018 a 2019, por arriba de ese nivel de carga durante 46 horas. Para seguir atendiendo el crecimiento de la demanda en la zona San Luis Potosí, en el PAMRNT 2018-2032 se propuso el traslado del banco de transformación 230/115 kV de la SE Salamanca II a la SE San Luis Potosí, el proyecto fue instruido a CFE-Transmisión por la SENER en julio de 2018 y tiene fecha de entrada en operación para febrero de 2022.

... Continuación

Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la GCR Occidental

TRANSFORMACIÓN	• En la transformación 230/23 kV de la Zona Metropolitana de Guadalajara, se tiene saturación en la transformación de las SE Tuzania y Guadalajara Industrial, la primera registró 21 horas por arriba del 90% de su capacidad nominal y la segunda 424 horas; Guadalajara Industrial tiene registro de una hora con sobrecarga del 1%. Ambas SE cuentan con proyectos que solventan la problemática: para la primera, la ampliación con un transformador 230/23 kV de 60 MVA que fue instruida en 2018 y tiene fecha de entrada en operación para 2021, mientras que para la segunda SE, se resolverá con un proyecto que se realizará por parte de la División de Distribución Jalisco, con recursos de aportaciones, conocido como El Zapote Banco 1, que consta de un banco 69/23 kV de 40 MVA y su fecha de entrada en operación depende del proyecto de P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2 (230/69 kV de 225 MVA), el cual está programado para junio de 2023.
COMPENSACIÓN	• Durante el PAMRNT 2019-2033 se detectó que el alto consumo de energía, principalmente de la región Bajío (León, Irapuato y Querétaro), en combinación con la alta transmisión de energía eléctrica hacia el centro del país, desde Centrales Eléctricas remotas (al norte de la república), propician una degradación del perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV de estas zonas, reduciendo la flexibilidad operativa de la red eléctrica, disminuyendo los límites de transmisión de potencia activa a través de algunos corredores de transmisión y presentando violaciones de voltaje severas ante contingencias. Como se explicó en la sección de "TRANSMISIÓN" de este diagnóstico operativo, la GCROC funciona de enlace para transmitir grandes cantidades de energía entre el norte y el centro del país. Esto ha ocasionado una disminución en el voltaje promedio de la región Bajío, lo cual es más visible desde el verano de este año. El voltaje promedio entre mayo y junio de 2019 presentó una baja en comparación con el mismo periodo de años anteriores, destacan en el nivel de tensión de 400 kV las SE Querétaro Potencia Maniobras y Querétaro Potencia, con bajas de 5 y 4 kV, respectivamente. Le siguen los voltajes en las zonas Salamanca, Celaya y León, con una diminución de entre 3 y 4 kV. Para evitar que esta tendencia genere problemas en la operación de la red eléctrica de la GCROC, en el PAMRNT 2019-2033 se propuso el proyecto: P19-OC4, Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío, con fecha de entrada en operación para diciembre de 2023. • Con el paso de los años y de acuerdo con lo expuesto en el punto anterior, las condiciones para soportar condiciones de emergencia por restricciones de gas y/o salidas no programadas de Centrales Eléctricas sería cada vez más complicadas, por lo que la compensación de potencia reactiva dinámica propuesta ayudará a la GCROC a soportar condiciones como las siguientes: o El 19 de febrero de 2019, debido a restricciones de gas, la CE Bajío (BAJ) solicitó a la GCROC la autorización para conmutar combustible de gas a diésel, ocasionando, durante el periodo de conmutación, la salida de las unidades 2 y 4 de la CE Bajío. Además, la CE Energía San Luis de la Paz (ELP) solicitó su desconexión por la misma problemática. Estas modificaciones en los despachos de generación (ELP: de 228 a 0 MW y BAJ: de 642 a 141.6 MW) propiciaron bajos voltajes en la red eléctrica de la región Bajío, con valores de 391.5 kV en Querétaro Potencia, 395.0 kV en Querétaro Potencia Maniobras, 396.1 kV en Santa María y 396.8 kV en Las Fresas. En la red de 230 kV de las zonas Querétaro y San Luis de la Paz se tuvieron voltajes de 218.6 kV en Santa Fe, 220.5 kV en Conín y 220.8 kV en Querétaro I. En la zona León el voltaje mínimo se presentó en León IV con un valor de 217.1 kV (debajo del 0.95 pu, establecido en el Código de Red), mientras que en Irapuato se alcanzó un voltaje de 219.7 kV en Silao Potencia. o El 29 de mayo de 2018 se presentó baja reserva operativa de generación en el Sistema Interconectado Nacional. Esta condición ocasionó una redistribución de flujos de potencia entre el sur y norte del SIN, siendo la red de la GCROC el enlace entre ambas regiones y presentándose voltajes por debajo de 400 kV en la red del corredor de transmisión León – Salamanca – Querétaro. De acuerdo con estudios de Confiabilidad de tiempo real, se detectó que, ante la ocurrencia de contingencia sencilla, se hubieran presentado voltajes fuera de los límites operativos permisibles. El punto más crítico de esta situación se presentó en la SE Carapan Potencia, donde el voltaje se degradó a 388 kV con red eléctrica completa, es decir sin contingencias. • Además de lo anterior, en la zona Matehuala, se tiene una disminución en el voltaje promedio de la SE Charcas en el nivel de tensión de 230 kV, por lo que se requiere su análisis y evaluación. La zona Matehuala ha presentado problemas de violación de voltaje ante contingencia de la LT El Potosí – Charcas en 230 kV. • De manera general, en las redes de 69 y 115 kV de la GCROC se pueden presentar voltajes fuera de los límites operativos ante contingencias sencillas. Para resolver estas problemáticas se tienen obras instruidas de compensación reactiva capacitiva para las zonas Querétaro, San Luis de la Paz, Irapuato, Zacatecas, Zona Metropolitana de Guadalajara y León. Sin embargo, se mantendrán problemas de bajos voltajes en redes radiales de gran longitud en las zonas de Aguascalientes, Zacatecas, Altos, Ciénega y Minas, que requieren adición de red de transmisión en lugar de compensación. Se revisarán alternativas que sean económicamente viables a fin de poder atender estas problemáticas.

... Continuación

Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la GCR Occidental

COMPENSACIÓN	• Con base a los estudios de largo plazo, las zonas Uruapan y Apatzingán presentarán voltajes fuera de límites permisibles ante contingencia sencilla de la LT Carapan - 93390 - Uruapan Potencia en 230 kV, que es la fuente principal de suministro de la zona. El crecimiento de la demanda presentado en la zona indica que a partir de este 2019 las zonas de interés han alcanzado su demanda de saturación, con desviaciones de voltaje en la red de 69 kV fuera de los límites establecidos para red completa (sin contingencia); así como ante la salida a mantenimiento de la LT Cóbano - 63130 - Ario de Rosales. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de expansión de las Zonas Uruapan – Apatzingán (PEM P18-OC4), donde se incluye transformación 400/115 kV, red de transmisión en 115 kV y 69 kV, así como compensación reactiva capacitiva en 69 kV.

Cuadro 5.1.4. Diagnóstico Operativo de la GCR Noroeste

GENERACIÓN	• Durante 2019 han entrado en operación o en pruebas preoperativas 10 Centrales Eléctricas: 5 fotovoltaicas con 643 MW, 1 eólica con 2 MW y 3 Ciclo Combinado con 2,508 MW, para un total de 3,153 MW. • La demanda máxima de la GCR se presentó el 20 de agosto de 2019 a las 16:00 h con una demanda de 5,296 MWh/h. La condición de generación relevante: o Las Centrales Eléctricas de ciclo combinado con 2,158 MW, considerando CCC Empalme II con 420 MW. o Las Centrales Hidroeléctricas con una capacidad de Disponibilidad de Entrega Física de 933.18 MW con una generación total de 180 MW. o Las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con 664 MW considerando 6 unidades en operación y en pruebas preoperativas. o Las Centrales Eléctricas térmicas de gas y/o combustóleo con 1,112 MW de un total de los 2,298 MW de capacidad bruta instalada. o Las Centrales Eléctricas turbogás de baja eficiencia con 0 MW.
TRANSMISIÓN	• En la condición de la demanda máxima del SIN la GCR se operó con una importación neta de 580 MW, equivalente al 13.3 % de la demanda. • La demanda máxima de la GCR se presentó el 20 de agosto de 2019 a las 16:00 h 5,296 MWh/h de demanda y la importación neta de potencia fue de 1,275 MW. • En el escenario de demanda máxima de la GCR, se encontraba activo el Esquema de Acción Remedial del corredor de transmisión Mazatlán a Culiacán formado por dos LT en 400 kV y dos LT en 230 kV, en donde se transmitieron 1,270 MW. En el corredor de Tepic Dos a Mazatlán formado por dos LT en 400 kV se tenía una transferencia de 677 MW. Con la entrada en operación de las Centrales de Ciclo Combinado de Empalme, Empalme II, Topolobampo II, en 2019 se redujeron las congestiones de la red en el sentido de sur a norte en la región Noroeste. • La congestión de los corredores de transmisión Hermosillo – Sistema Interconectado Nacional, Guaymas – Obregón, Obregón – Navojoa y Navojoa - Los Mochis se debió a la incorporación de las Centrales Eléctricas de ciclo combinado y un número importante de Centrales Eléctricas de generación solar. • Durante el primer trimestre de 2019, en el corredor de transmisión entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes, formado por dos LT aisladas en 400 kV y operando en 230 kV, se realizaron trabajos de sustitución de equipo serie para ampliar la capacidad de transmisión de 400 MW a 600 MW. Con la entrada en operación de los Ciclos Combinados del Noroeste, las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Norte III en la GCR Norte se podría regular el flujo por este enlace. • Con la ratificación por parte de CFE-Transmisión de los límites térmicos en las LT de 115 kV con cables subterráneos se ha originado acumulación de horas de sobrecarga en régimen permanente (sin contingencia) y ante contingencia. En el PAMRNT 2019-2033 se identificó un proyecto que atiende a esta problemática, el cual consiste en la sustitución del cable subterráneo en 31 LT en las zonas: Nogales, Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán. • En la zona Culiacán, se tiene una problemática de sobrecarga en la LT 73950 que sale de SE Culiacán Cuatro y alimenta en forma radial a las SE Costa Rica, Quila y El Dorado, rebasando en 795 horas el límite de transmisión de 63 MVA establecido por el Transportista. Esta problemática se solventará con la nueva LT entre las subestaciones La Higuera y Costa Rica (obra legada a cargo de CFE Distribución). • En el corredor de 115 kV entre la zona Navojoa y Los Mochis se presenta una problemática de sobrecarga en la LT El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV, adicionalmente, se registran bajos voltajes en las SE El Carrizo, El Fuerte y Hornitos, que será resuelta con la entrada en operación de los proyectos instruidos El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo (P16-NO1) y el traslado de un equipo de compensación capacitiva de 15 MVAr para ser instalado en la SE Carrizo (M16-NO1).

... Continuación

Cuadro 5.1.4. Diagnóstico Operativo de la GCR Noroeste

TRANSFORMACIÓN	• En la zona Obregón, los Autotransformadores (ATs) de 230/115 kV de 100 MVA en las SE Obregón Tres (AT-01 y AT0-4) y Obregón Cuatro (AT-04) presentaron cargabilidad de 10 y 5 horas respectivamente arriba del 90 %. • En la zona Hermosillo, el AT-01 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA, operó 18 horas por arriba del 90% de su capacidad, los ATs de 230/115 kV de 100 MVA en las SE Hermosillo Cinco (AT-01 y AT-02) operaron con una cargabilidad de 1 y 3 horas respectivamente por encima del 90% y los ATs en Hermosillo Cuatro de 230/115 kV de 225 MVA (AT-03 y AT0-4) llegaron a operar al 88 % de su capacidad. • En la zona Mazatlán, los ATs de 230/115 kV de 100 MVA en las SE El Habal (AT-02) y Mazatlán Dos (AT-04 y AT-05), operaron 170, 578 y 513 horas por encima del 90 % de su capacidad. En el PAMRNT 2017-2031, el CENACE identificó la necesidad del traslado de un banco de 100 MVA de la SE La Higuera a la SE El Habal, el proyecto se encuentra actualmente en ejecución. • En la zona Mazatlán, el 22 de agosto de 2019 se afectaron 163.7 MW ante el disparo del AT-02 de SE El Habal por sobrecarga, al coincidir los disparos de las LT Mazatlán Norte - 73590 - Mazatlán Tecnológico y Mazatlán Dos - 73990 - Mazatlán Oriente y operar abierto el interruptor 73550 en Mazatlán Norte para control de flujo de potencia ante la sobrecarga de la LT Mazatlán Uno - 73560 - Mazatlán Centro, limitada en su capacidad por el tramo subterráneo que la compone.
COMPENSACIÓN	• La fase B del reactor de LT Mazatlán Dos - A3600 - Tepic Dos, instalado en la SE Mazatlán Dos se encuentra fuera de servicio por falla desde el 1 de marzo de 2016 con fecha estimada de sustitución para diciembre de 2019. Por consiguiente, se opera con un voltaje promedio de 415.4 kV, alcanzando valores máximos de 428.5 kV en la barra de 400 kV de la SE Mazatlán Dos. • En las barras de 400 kV de las SE Seri, Empalme Ciclo Combinado y Bácum se han presentado voltajes por encima de 420 kV en 659, 1,028 y 820 horas, respectivamente. En el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad de instalar dos reactores de 50 MVAr en 400 kV en la SE Seri. • Con la reciente entrada en operación de la SE Esperanza, se realizó el cambio de tensión a 230 kV en la zona Costa de Hermosillo, se esperan altos voltajes durante la condición de demanda mínima de invierno, por lo que se ha programado un reactor de 21 MVAr en el terciario del transformador de la SE Esperanza.

Cuadro 5.1.5. Diagnóstico Operativo de la GCR Norte

GENERACIÓN	• Durante el periodo de septiembre 2018 – agosto 2019 entraron en operación o en pruebas preoperativas 13 Centrales Eléctricas para una capacidad total de 585 MW. • La demanda máxima instantánea de la Gerencia fue de 4,869.5 MW y ocurrió el 27 de junio de 2019 a las 16:47:05 h. La condición de generación relevante se indica a continuación: o Indisponibilidad de la Central Eléctrica Productor Transalta Chihuahua (271 MW) por problemas en la turbina de vapor. o Con derrateo del 50% la Central Eléctrica Samalayuca (125 MW). o Con derrateo del 45% la Central Eléctrica Francisco Villa (160 MW). o Con derrateo del 55 % la Central de Ciclo Combinado Gómez Palacio (202 MW). • Para la demanda máxima del SIN, la demanda de la Gerencia fue de 4,709.6 MW y las condiciones de generación relevantes: o Con derrateo del 50% la Central Eléctrica Samalayuca (125 MW). o Con derrateo del 45% la Central Eléctrica Francisco Villa (160 MW). o En licencia un paquete de la CCC Samalayuca Dos (172 MW). o Con derrateo del 55 % la Central de Ciclo Combinado Gómez Palacio (202 MW).

... Continuación

Cuadro 5.1.5. Diagnóstico Operativo de la GCR Norte

TRANSMISIÓN	• El corredor de transmisión entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes, formado por dos LT en 230 kV, operó con 201 MW el día de la demanda máxima de la GCR. El límite de transmisión de este enlace se incrementó de 400 a 600 MW, con la implementación del Esquema de Acción Remedial en abril de 2019, en coordinación con los límites operativos del norte al sur de la GCR Norte y Noroeste, de capacidad de los AT de la Se Nuevo Casas Grandes y la Calidad del Suministro Eléctrico en los centros de consumo de la región de Casas Grandes. • El corredor de transmisión compuesto por la LT de 400 kV Río Escondido - A3000 - Hércules Potencia y las dos LT en 230 kV Gómez Palacio - 93040 y 93080 - Camargo II, operó durante todo el año (septiembre 2018 – agosto 2019) por debajo del límite de 750 MW, además no se realizaron cortes de carga por congestión. Dado que se tiene previsto la puesta en operación del Ciclo Combinado Norte Juárez de 924 MW para finales de 2019, se espera que el flujo de potencia en este corredor se mantenga o reduzca. • El corredor de transmisión Noreste - Norte, compuesto por las LT en 400 kV Río Escondido - A3000 - Hércules Potencia, Ramos Arizpe - A3700 - Maniobras Villanueva y la LT en 230 kV Maniobras Eólica de Coahuila - 93050 - Andalucía, operó 10 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,020 MW. Sin embargo, la Central Eléctrica de Ciclo Combinado mencionada en el punto anterior contribuirá a una reducción de estas magnitudes de transmisión.
TRANSFORMACIÓN	• En la zona Casas Grandes, los transformadores 230/115 kV de 100 MVA uno en la SE Ascensión II y dos en la SE Nuevo Casas Grandes, presentaron cargas de 112, 113 y 108 %, la duración de estas sobrecargas fue de 843, 481 y 260 horas, respectivamente. Actualmente se tiene instruido el traslado de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA, de la SE Moctezuma a la SE Ascensión II (PEM P17-NT1). La fecha de entrada de este proyecto es para este año. Posteriormente, en julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión un proyecto de ampliación que consiste en un nuevo banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la SE Nuevo Casas Grandes (P17-NT2). La fecha de entrada en operación de este otro proyecto es para 2023. Con el traslado del banco de transformación a la SE Ascensión II se solventaría temporalmente la problemática de sobrecarga de las dos Subestaciones Eléctricas, pero es importante mencionar que para estas dos zonas se tienen numerosas solicitudes de conexión de nuevos Centros de Carga agrícolas en las RGD de la región, las cuales corren el riesgo de no poderse atender hasta no realizarse el proyecto P17-NT1, además de realizarse interrupciones del suministro ante sobrecargas de los elementos de transformación. • La zona Chihuahua ha tenido un crecimiento sostenido de la demanda y en el corto plazo se tienen solicitudes de nuevos Centros de Carga en las RGD por 44 MW. En el último año, los bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA de la SE Chihuahua Norte operaron 6 horas por arriba del 90% y los bancos de 230/115 kV de 100 MVA de la SE Ávalos operaron 38 horas por arriba del 90%. En 2018, para cubrir compromisos de crecimientos esperados para 2019 y 2020, se trasladó un transformador móvil de 230/23 kV de 45 MVA de la Ciudad de México a la SE Chihuahua Norte, el cual entró en servicio a finales de mayo de 2018. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un transformador 230/115 kV de 300 MVA para la SE Chihuahua Norte, con fecha de entrada en operación para mayo de 2023 y que sustituiría a los dos bancos de 100 MVA actuales y, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de uno de ellos hacia la SE Ávalos, con lo cual se ampliará la capacidad de suministro para esta zona de importante crecimiento económico. • En la zona Laguna, la contingencia N-1 de la transformación 400/115 kV de la SE Torreón Sur, en combinación con diferentes despachos de generación en la Central Eléctrica de Ciclo Combinado (CC): Iberdrola Laguna, origina sobrecargas en la red de 115 kV de la zona. Actualmente, se realiza la estrategia de abrir LT en 115 kV para evitar dichas sobrecargas (seccionamiento de la red). Ante esta situación el CENACE le propuso a la SENER el proyecto de un banco de 400/115 kV de 375 MVA que incluye la construcción de nuevas LT y la recalibración de otras en 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación para 2024.
COMPENSACIÓN	• Para mantener un perfil de voltaje con la Calidad adecuada a los usuarios de la zona Juárez, se han utilizado los cambiadores de tap de los transformadores 230/115 kV, sin embargo, esto ha degradado el perfil de voltaje en las barras de 230 kV. Las SE Paso del Norte y Reforma operaron el 55% del año por debajo de la tensión nominal, pero dentro de los límites operativos permisibles. Con el cumplimiento del Código de Red por parte de los Centros de Carga y CFE-Distribución para garantizar un factor de potencia de 0.95 en atraso (-), así como la puesta en operación de la Central Eléctrica CC Norte Juárez, el CENACE espera una mejora en el perfil de voltaje en las RGD y RNT de la zona Juárez. • Se presentan problemas de bajo voltaje en la región de Mesteñas, la cual se compone por las SE Nueva Holanda, Oasis y Ojinaga (alimentadas desde la SE Mesteñas) y Tres Hermanos (alimentada de la SE Camargo II), en las cuales el tipo de carga predominante es agrícola y habitacional. Las tres SE cuentan con bancos de capacitores en la red de 115 kV: de 7.5 MVAr en la SE Ojinaga, de 13.5 MVAr en la SE Oasis y de 15 MVAr en la SE Nueva Holanda. No obstante, el voltaje en estas, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de ella (124 km de red radial 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga, lo que ha ocasionado la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27) y posteriormente la operación de esquemas por alta tensión (PR-59). Para minimizar el problema de regulación de tensión se realizaron cambios en los ajustes de PR-27 y PR-59 y en este ejercicio de planeación se propone la adición de equipo de compensación reactiva fija y dinámica para mitigar esta problemática.

Cuadro 5.1.6. Diagnóstico Operativo de la GCR Noreste

GENERACIÓN	• Durante 2018 entraron en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas: cuatro Eólicas para una capacidad de 1,049 MW, tres de Ciclo Combinado para una capacidad de 1,266 MW y cuatro turbogás para una capacidad de 35.8 MW. Incorporándose en total 2,351 MW. • Durante 2019 entraron en operación o en pruebas preoperativas 12 Centrales Eléctricas: seis Eólicas para una capacidad de 1,116 MW, tres de Turbogás para una capacidad de 34.8 MW, dos Ciclos Combinados para una capacidad de 1,876 MW y una Central Eléctrica de Cogeneración Eficiente de 350 MW. En total, estas nuevas incorporaciones suman 3,377 MW. • En el escenario de la demanda máxima del SIN (9,835 MW en la GCRNE), del 20 de junio de 2019 a las 16:29 h, se tuvieron indisponibles las siguientes unidades: o En la Central Eléctrica Carbón II, unidad dos con 350 MW. o En la Central Eléctrica Huinalá II fuera la unidad dos con 225 MW. o En la Central Eléctrica Huinalá las unidades tres y seis para un total de 240 MW. o En la Central Noreste fuera la unidad dos con 347 MW. o Derrateo a 185 MW en la unidad tres de Río Escondido (indisponibilidad de 115 MW). • En el escenario de la demanda máxima de la Gerencia de Control de 10,513 MW, del 13 de agosto de 2019 a las 16:28 h: o En la Central Eléctrica Río Bravo fuera la unidad uno y dos con 66 MW. o En la Central Eléctrica Carbón II, unidad dos con 350 MW. o En la Central Eléctrica Río Escondido, la unidad dos con 300 MW. o Derrateo a 200 MW en la unidad tres de Carbón II (indisponibilidad de 150 MW).
TRANSMISIÓN	• El corredor de transmisión Champayán-Güémez, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Champayán y Güémez, una que llega directa (A3250) y la otra que se entronca en la SE Tres Mesas Maniobras, tuvo un flujo de potencia activa máximo de 1,411 MW y un mínimo de 1,377 MW (que corresponde al sentido inverso). El límite de transmisión para este corredor es de 1,700 MW en el sentido de Champayán hacia Güémez, por lo que en el verano de 2019 no fue necesario realizar cortes de carga por congestión, como sucedió en el verano de 2018, esto debido a la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas en el Noreste y Norte del país que permitió reducir la importación de energía desde la región Huasteca. Adicionalmente, CFE-Transmisión tiene programada la entrada en operación un circuito de transmisión que interconecta las SE Champayán, Güémez y Regiomontano, para marzo de 2021. • En el corredor de transmisión Monterrey-Saltillo, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Villa de García - A3D50 y A3D60 - Ramos Arizpe Potencia, durante 2018 se presentaron 98 horas por arriba de su límite de transmisión (1,500 MW). Con el proyecto de la CE de ciclo combinado Noreste, en la SE El Fraile, entraron en operación dos LT entre las SE El Fraile y Ramos Arizpe Potencia, las cuales solucionan la problemática presentada en 2018. • El corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Maniobras Potencia, operó 9 horas con el Esquema de Acción Remedial activado (a partir de 1,820 MW). En el PAMRNT 2019 – 2033 el CENACE propuso el proyecto de 2 LT de 400 kV Tamazunchale – Jilotepec – Central, el cual ya fue instruido por la SENER y tiene fecha de entrada en operación para abril de 2027. • El corredor de transmisión Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo, estuvo el 4.5% del tiempo por arriba de su límite de transmisión (1,290 MW); alcanzando valores de hasta 1,558 MW. El CENACE, en el PAMRNT 2019 – 2033, propuso el entronque de la LT entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero en la SE Derramadero, para incrementar el límite de transmisión y eliminar el esquema de acción remedial que se tiene implementado actualmente. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE Transmisión y tiene fecha de entrada en operación para septiembre de 2024. • El corredor de transmisión Champayán – Altamira, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Champayán - A3E80 y A3E90 - Altamira, operó el 4.5% del tiempo por arriba de su límite de transmisión de 1,580 MW (sin esquema de acción remedial), alcanzando valores de hasta 1,796 MW que superan el límite máximo ya contemplando el esquema (1,775 MW). • El corredor de transmisión Altamira – Tamós, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 - Tamós, operó el 3.7% por arriba de su límite de transmisión de 1,480 MW (antes de que opere el esquema de acción remedial), alcanzando valores de hasta 1,714 MW que superan el límite máximo ya contemplando el esquema (1,655 MW). • El corredor de transmisión Bravo – Monterrey, compuesto por la LT en 400 kV Aeropuerto - A3D80 - Ternium, Aeropuerto - A3G20 - Villa de García, Aeropuerto - A3G30 - Glorias y la LT de 230 kV Ventika Maniobras - 93170 - Cuchillo, operó 24 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,970 MW (el cual ya contempla un esquema de acción remedial), alcanzando valores de hasta 2,089 MW. En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la Red de Transmisión Reynosa – Monterrey para incrementar la capacidad de transferencia del corredor Bravo – Monterrey, a través de la LT Regiomontano – Jacalitos – Aeropuerto, la cual ya fue instruida por la SENER a CFE Transmisión y tiene fecha de entrada en operación para septiembre de 2026.

... Continuación

Cuadro 5.1.6. Diagnóstico Operativo de la GCR Noreste

TRANSFORMACIÓN	• En la SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas, se tiene falla mayor de un transformador de 230/34.5 kV, 100 MVA que se encuentra en reparación. La carga de la zona se suministra 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 afectado, se regresará a su condición de operación normal la SE. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un banco de 230/115 kV de 100 MVA en la SE Nueva Rosita con fecha factible de entrada en operación de 2024. • En la SE Nava, de la zona Río Escondido, desde el inicio de 2018 se encuentra fuera de servicio (por falla) el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV. 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. Se tiene previsto su regreso en enero de 2021, ya que está en reparación y se está haciendo válida su garantía. Con la entrada en operación de la SE Los Novillos, con un banco de transformación 230/138 de 225 MVA (proyecto de refuerzo asociado a Centrales Eléctricas Eólicas) se ha podido solventar la falta del AT de la SE Nava.
COMPENSACIÓN	• Se presentan problemas de bajo voltaje en estado estable en las SE de Jiménez, Las Norias y San Fernando de la zona Victoria. La regulación de voltaje en estas Subestaciones Eléctricas, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de ella (163.7 km de red radial en 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de compensación, con fecha de entrada en operación para diciembre de 2022. • Se presentan problemas de bajo voltaje en estado estable en el corredor Valles – Tamazunchale, el cual involucra a las SE Huichihuayán, Huasteca, Axtla y Tamazunchale, en la zona Valles. La tensión en estas Subestaciones Eléctricas, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de ella (136.7 km de red 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. 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 de entrada en operación para 2024, dicha obra reforzará la red de la zona Valles, dando soporte de voltaje y mayor Confiabilidad.

Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la GCR Peninsular

GENERACIÓN	• A finales de 2018 entraron en operación dos Centrales Eléctrica Eólicas con una capacidad total de 145.6 MW. • Durante 2019 entraron en operación dos Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con una capacidad de 48 MW. Actualmente se encuentran en proceso administrativo o en pruebas preoperativas por solicitud de incremento de capacidad dos Centrales Eléctricas: Una Central Eléctrica Eólica de 75.6 MW a 83.19 MW y una Central Eléctrica Fotovoltaica de 18 a 19.78 MW. • Desde 2010 se tiene indisponibilidad en el suministro de gas natural. De una capacidad de 1,261 MW, en promedio se tiene una degradación de 400 MW de generación en tres Ciclos Combinados de la zona. En la demanda máxima de 2,232 MW, registrada el 24 de junio de 2019, se tuvo una indisponibilidad de 527 MW entre los principales Ciclos Combinados (43 %); estando operando: o Ciclo Combinado AES Mérida con Diésel. o Ciclo Combinado Valladolid III con Gas Natural. o Ciclo Combinado Campeche limitado por operar con Diésel.

... Continuación

Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la GCR Peninsular

TRANSMISIÓN	• En el corredor de transmisión de Escárcega al Sureste, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia - A3Q00 y A3Q10 - Escárcega Potencia y las dos LT en 230 kV entre las SE Escárcega Potencia - 93210 y 93220 - Santa Lucía, se operó 64 horas por arriba del límite de transmisión de 1,235 MW, alcanzando un valor máximo de 1,330 MWh/h. Adicionalmente, el corredor operó 2,060 horas con el Esquema de Acción Remedial (EAR) armado ante la contingencia N-1 y 8,749 horas con EAR armado ante la contingencia N-2. Por lo tanto, el 99% del año se corrió el riesgo de interrumpir el suministro de la demanda hacia la Península de Yucatán ante la ocurrencia de una contingencia N-2. Adicionalmente, ante la indisponibilidad de gas natural, se recurrió a la sincronización de las unidades turbogás instaladas en la GCR Peninsular y en caso de que éstas no hubieran sido sincronizadas, este corredor hubiera alcanzado un valor máximo de transmisión de 1,499 MWh/h y superando su límite en 1,654 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la red de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante con el Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica elaborado y presentado por la CFE que incluye la construcción de dos Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en Mérida y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). Por tanto, la problemática expuesta se solventaría hasta 2024. • En 2019 se registraron tres eventos asociados a la pérdida del corredor Escárcega a Ticul en 400 kV (Contingencia N-2), que resultaron en la interrupción parcial del suministro en la Península ante la operación de un EAR asociado a dicho corredor: o El 8 marzo se afectaron 459 MW de carga y 442,906 usuarios de los estados de Yucatán y Quintana Roo y la exportación mediante el enlace internacional hacia Belice con 30.4 MW colapsándose el país con un total de 60 MW. o El 5 de abril se presentó un colapso de casi la totalidad de la Península de Yucatán con una afectación de 1,772 MW de carga y 1,632,908 usuarios en los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo. Asimismo, se afectaron 33 MW de exportación hacia Belice, colapsando eléctricamente el país. o El 22 de abril se afectaron 489 MW de carga y 519,419 usuarios de los estados de Yucatán y Quintana Roo y la exportación hacia Belice con 43.5 MW, causando el colapso del país con un total de 50 MW. • Para suministrar la demanda de la Isla de Cozumel, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial 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 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 15.4 MW para prolongar la vida útil de los mismos. Esta disminución de capacidad reduce el límite de transmisión hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 30.8 MW, haciendo necesario despachar todo el año generación turbogás en Chankanaab para evitar sobrecargar los cables submarinos (la demanda máxima en 2019 fue de 50.4 MW). 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 2018, sin embargo, la fecha factible reportada por CFE Transmisión es enero de 2023. • Para suministrar la carga de la Zona Carmen se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial por sobrecarga de una de las LT del enlace Sabancuy - Carmen ante contingencia sencilla de una LT y voltajes fuera de límites permisibles operativos ante la falla del compensador estático de VAr. En 2019, el flujo por este enlace alcanzó un valor máximo de 117 MWh/h, superando el límite de transmisión en 4 horas y en caso de no haber despachado generación turbogás en Carmen, se hubiera presentado un flujo por el enlace de 119 MWh/h, superando en 18 horas el límite de transmisión. 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 de suministro 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 para septiembre de 2023. • El corredor de transmisión de Mérida-Valladolid a Cancún-Rivera Maya, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ticul - A3Q40 y Q3Q50 - Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Rivera Maya, dos LT entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid - 93060 - Nizuc, y tres LT en 115 kV tiene un límite de transmisión de 820 MW; este enlace ha operado en 2019 15 horas por encima de su límite de transmisión, alcanzando un valor máximo de 845 MWh/h. La demanda máxima de verano en las Zonas Cancún y Riviera Maya fue de 920 MWh/h, por lo cual, para mantener el flujo por debajo de su límite de transmisión se requirió despachar generación turbogás en Nizuc, Cancún y Chankanaab. En caso de no haber sido así, se hubiera superado el límite de transmisión en 1,080 horas. 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 en octubre de 2027. En los PAMRNT 2017-2031 y 2018-2032, estos refuerzos se encontraban como una primera fase del proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular.

... Continuación

Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la GCR Peninsular

TRANSFORMACIÓN	• La transformación de la SE Escárcega Potencia consiste en dos bancos de 230/115 kV de 100 MVA, los cuales operaron 13 horas por arriba del 90 %, sin superar su capacidad nominal. No obstante, esta condición menos severa se presentó, debido al requerimiento de sincronizar la generación turbogás en Carmen para controlar el flujo por el enlace entre las GCR Oriental y Peninsular. De no haber sido así, se hubiera operado 34 horas por encima del 90 %, y tres horas por arriba de su capacidad nominal. 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 de suministro 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 para septiembre de 2023. • La transformación 230/115 kV que suministra a la Zona Mérida alcanzó un valor máximo de 568 MWh/h, es decir el 94.6 % de su capacidad y superando en 10 horas el 90 % de ésta. Esta condición se presentó considerando el despacho de la Central Eléctrica Mérida II instalada en 115 kV. En caso de no haber estado disponible en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo por el enlace de 574 MWh/h y superando en 45 horas el 90 % de su capacidad. Desde el PAMRNT 2016-2030 se identificó la necesidad del proyecto Chichí Suárez Banco 1 que consiste en una nueva SE con un banco de transformación de 230/115 kV y 225 MVA, y fecha factible de entrada en operación para julio de 2023.
COMPENSACIÓN	• Desde 2017, en la Isla de Cozumel se ha tenido que sincronizar unidades turbogás para mantener el perfil de voltaje 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 las Subestaciones Eléctricas. La fecha factible de entrada en operación está indefinida.

Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

GENERACIÓN	• La demanda máxima se presentó el 4 de septiembre de 2019 a las 16:00 horas, alcanzando un valor integrado de 2,864 MW, sin considerar la transferencia de carga que se realizó a la compañía Imperial Valley Irrigation District (IID) de 23 MW mediante un enlace de 34.5 kV de las Subestaciones Aeropuerto Uno y Centro a la SE Bravo (IID). La GCRBC es deficitaria en generación, se requirió una importación de energía a través del Path 45 de 389 MW para suministrar la demanda. La generación turbogás de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 98 MW en total. La generación indisponible el día de la demanda máxima fue la siguiente: o La unidad PJZ U9 estuvo indisponible por salida forzada. o Cerro Prieto Cuatro Unidad 10 (debido a degradación de vapor geotérmico). o Cerro Prieto Dos Unidad 06 (falla en Banco T-06). o Turbogás Tijuana Unidad 01 (falla en motor de arranque). o Turbogás Tijuana Unidad 02 (degradada a 26 MW). o Ciprés Unidad 01 (degradada a 22 MW). o Se contó con la siguiente generación por protocolo correctivo: o Energía Solar Cachanilla con capacidad declarada de 11 MW. o Energía SAAVI con capacidad declarada de 79.5 MW. o Energía UME-10 y UME-11 de 18.9 MW y 19.9 MW respectivamente (capacidad total de 38.8 MW). Estas unidades no despacharon en los días de alta demanda, debido a problemas en el sistema de enfriamiento de aceite y Regulador Automático de Voltaje (AVR). • Durante los días alta demanda se incumplió el requerimiento de reserva rodante, por lo que se asignaron bloques de carga interrumpible de hasta 314 MW como reserva operativa. • El 2 de septiembre de 2019 a las 15:12 horas se presentó el disparo de las Unidades 03 (TG) y 04 (TV) de Ciclo Combinado Mexicali, dejando el intercambio en el enlace de interconexión con un valor mayor a 650 MW, por lo que se requirió un corte de carga de 295 MW para disminuir el flujo a través del enlace a 408 MW, valor que se tiene como máximo de nivel de importación. • Se ha declarado a la fecha, alrededor de 18,670 MWh como carga interrumpible para cumplir con la reserva operativa. • Durante el primer semestre de 2019, se tuvo indisponible la unidad PJZ U9, regresando en operación a partir del mes de mayo con ciertos lapsos de intermitencia y quedando con 165 MW fijos sin tener la capacidad de regular. A la fecha, la Unidad continúa degradada en 135 MW.

... Continuación

Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

TRANSMISIÓN	• En la red de 230 kV, se presentan problemas de bajo voltaje en las SE de zona San Luis en condiciones de red completa, los cuales se agravan ante el disparo de la LT Cerro Prieto Dos - 93470 - Chapultepec. Para solucionar la problemática, se ha programado compensación capacitiva en la SE Parque Industrial y el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey. • En red de 161 kV, se presentan problemas de bajo voltaje en las SE de zona San Luis ante el disparo de la LT Cerro Prieto Dos - 93470 - Chapultepec, disparo del banco Parque Industrial (PID) AT-20 o disparo del Compensador Estático de VAr de SE Tecnológico, a pesar de tener todos los capacitores en servicio. La problemática se resuelve con la entrada en operación de la compensación capacitiva en las SE de la red de 161 kV que forma parte del paquete PIDIREGAS 2150. • La LT Mexicali - 83140 - Packard estuvo fuera de servicio por falla en empalmes de transición desde el 4 de octubre del 2017, regresando a operación el 8 de julio de 2019. • En la red de 115 kV, se presentan problemas de bajo voltaje en la parte radial de Ensenada debido al disparo de cualquiera de las líneas del corredor Ciprés – Cañón de la red de 115 kV y el disparo de la LT Jovita - 93680 - Ciprés. Se ha programado la adición de compensación capacitiva en las SE San Quintín y San Simón, adicionalmente, se programó la obra Maneadero entronque Ciprés – Cañón y el proyecto El Arrajal Banco 1 para resolver la problemática de largo plazo. • En la red 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 restante. De igual manera, se presenta sobrecargas en las dos líneas de SE Tijuana a SE Industrial (LT-63190 y LT-63210), donde el disparo de una línea sobrecarga la línea restante. Actualmente se encuentran fuera de servicio las LT Panamericana Potencia - 63640 y 63650 - Hipódromo por vandalismo en su tramo subterráneo, lo que provoca que se presente la sobrecarga en la LT Panamericana Potencia - 63460 - La Mesa ante el disparo de la LT Metrópoli - 63590 - Seminario o el disparo del banco de transformación Tijuana I (TJI) T-40. Además, esta condición provoca que los autotransformadores de SE Tijuana I (AT-10 y AT-20) tomen un mayor flujo en condición de red completa, llegando a valores cercanos al 100% de su capacidad nominal. 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. • Se presentan problemas de bajo voltaje en las SE de zona Tecate ante el disparo de la LT Herradura - 63740 - Tecate Uno.
TRANSFORMACIÓN	• Para la región Costa, los bancos de transformación de la SE Tijuana sobrepasaron el 100% de su capacidad en condición de red completa (las LT-63640 y LT-63650 estuvieron fuera de servicio por vandalismo en tramo subterráneo) y ante contingencia sencilla, esta sobrecarga llega hasta el 150% de su capacidad, donde el EAR actual no mitiga la sobrecarga. SENER ha instruido a CFE Transmisión, la ampliación la capacidad de transformación mediante el proyecto Tijuana I Banco 4 que soluciona la problemática. • Los bancos de transformación de SE Panamericana Potencia y SE Metrópoli Potencia presentaron alarmas de sobrecargas ante contingencia sencilla con valores de hasta el 115% de su capacidad nominal. SENER ha instruido a CFE Transmisión el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 como solución para esta problemática. • Para la región Valle, se presenta 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, lo cual puede requerir el tiro de carga para aliviar la problemática. • En la transformación de alta a media tensión de zona Valle, los transformadores de las SE Aeropuerto Dos, Centenario, Cetys, González Ortega, Mexicali Oriente, Mexicali Dos, Nacozari, Orizaba, Packard, Sánchez Taboada, Tecnológico, Xochimilco, Valle de Puebla, Carranza, Chapultepec, Parque Industrial, Ruiz Cortines y San Luis Rey operaron arriba del 90% de su capacidad. SENER instruyó a CFE Distribución los proyectos de transformación Victoria Potencia, Carranza, Libramiento y González Ortega para resolver la problemática en el mediano plazo. • Para la región Costa, los transformadores de las SE Durazno, Hipódromo, La Mesa, Metrópoli, Pacifico, Tijuana Dos y Ensenada estuvieron operando al 90% de su capacidad. SENER ha instruido a CFE Distribución los proyectos de transformación Pacífico y La Encantada con los que se soluciona la problemática en la ciudad de Tijuana.

... Continuación

Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

COMPENSACIÓN	• Las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado presentan un déficit de potencia reactiva mayor a 100 MVAr. El Compensador Estático de VAr ubicado en SE Tecnológico operó al 100% de su capacidad en los días de demanda máxima. Se encuentra en etapa de construcción la adición de compensación capacitiva que en conjunto suman 84 MVAr con lo que se reduce la problemática de reserva reactiva. Adicionalmente, SENER instruyó a CFE Transmisión compensación capacitiva en las SE México, Río, San Simón, Packard y Parque Industrial San Luis para resolver la problemática. • Las siguientes unidades de generación presentan limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de voltaje: o Cerro Prieto Cuatro Unidades 10, 11 y 12. o Cerro Prieto Tres Unidades 08 y 09. • En la SE Tecate Uno no se cuenta con compensación reactiva en media tensión, por lo que se revisará la factibilidad de instalar un capacitor de al menos 8.1 MVAr para el soporte de voltaje de la Zona Tecate. • En la parte sur de zona Ensenada se requiere de compensación reactiva en 115 kV en las SE San Quintín y San Simón para el soporte de voltaje en las SE de la zona, la compensación de San Simón MVAr ha sido instruido por la SENER a CFE Transmisión, mientras que San Quintín MVAr es una obra legada de CFE. • Durante la temporada de verano se presentaron algunas fallas en LT que provocaron la degradación de voltaje y la operación del esquema 27 en SE de la región. o Evento 17 de julio de 2019, 15:56 horas, falla Fase “C” a Tierra en LT Sánchez Taboada - 93370 - Kenworth, ocasionando el siguiente tiro de carga: 50 MW por esquema 27 y 169 MW por depresión de voltaje. o Evento 2 de agosto de 2019, 15:33 horas, falla Fases “BC” en LT La Rosita - 93710 - Santa Isabel, ocasionando el siguiente tiro de carga: 294 MW por esquema 27 y 574 MW por depresión de voltaje. o Evento 20 de agosto de 2019, 14:03 horas falla Fase “A” a Tierra en LT Wisteria - 93670 - Santa Isabel, ocasionando el siguiente tiro de carga: 72 MW por esquema 27 y 394 MW por depresión de voltaje.

Cuadro 5.1.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

GENERACIÓN	• La demanda máxima se presentó el 21 de agosto de 2019 a las 16:12 horas, alcanzando un valor pico de 539.8 MW, 14.8 MW por arriba del pronóstico de 525 MW que se tenía para el año. La generación turbogás sincronizada a la hora de la demanda máxima fue de 193.24 MW. La generación indisponible a la hora de la demanda máxima fue la siguiente: o Baja California Sur CCI Unidad 4, por falla en pistón hidráulico, fuera hasta el 2 de octubre del 2019. o Punta Prieta TG Unidad 4, por altas vibraciones en turbina. o Los Cabos TG Unidad 4, por fuga de aceite de lubricación. o La indisponibilidad por degradación fue de 116 MW en total. o La indisponibilidad total de generación fue del 27.14 % de la capacidad total. • La generación solar fotovoltaica a la hora de la demanda máxima fue: o Aura Solar Uno, 25.78 MW (en descenso). o Aura Solar Tres, 18.44 MW (en descenso). • A la hora de la demanda máxima, la reserva operativa fue de 12.08 MW (2.24%). • Derivado de la alta indisponibilidad de generación, durante los días de alta demanda se incumplió el requerimiento de reserva rodante, por lo que se estuvieron afectando bloques de carga de forma manual. La afectación total de energía fue de 1,260.64 MWh. • En 8 ocasiones, ante la alta indisponibilidad de generación, la pérdida de generación fotovoltaica por efecto sombra debido a nublados, provocó el incumplimiento del requerimiento de reserva operativa y la afectación manual de carga. • Por desconexión súbita de generación, durante 2019, en 15 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, interrumpiendo una energía total de 74.75 MWh.

... Continuación

Cuadro 5.1.9. Diagnóstico Operativo de la Sistema Interconectado Baja California Sur

TRANSMISIÓN	• El corredor de transmisión La Paz a Los Cabos, compuesto por dos LT en 230 kV entre las SE Olas Altas - 93130 y 93140 - El Palmar y la LT en 115 kV El Triunfo - 73130 - Santiago, operó 3 horas por arriba de su límite de transmisión de 185 MW y 83 horas por encima del 90 %. La limitante está en la relación de los transformadores de corriente en la SE El Palmar, actualmente en 400:5 Amperes, se pueden subir a 800:5 Amperes. CFE-Transmisión informó que para llevarlos a este valor de relación se debe realizar ajustes por el fabricante del Compensador Estático de VAr ubicado en la SE El Palmar. Los ajustes ya fueron solicitados al fabricante. La puesta en operación de las LT de 230 kV de SE El Palmar a SE Turbogás Los Cabos incrementará la capacidad de transmisión a 205 MW.
TRANSFORMACIÓN	• En la SE San José del Cabo la demanda alcanzó un valor de 77.45 MVA, la SE cuenta con dos transformadores de 115/13.8 kV, 20 MVA cada uno, por lo que fue necesario trasladar un transformador móvil. La condición se seguirá presentando hasta que esté en operación la SE Monte Real. El proyecto se encuentra en construcción, se espera su entrada en operación a principios del 2020. Sin embargo, con la demanda alcanzada en 2019, quedaría incluso rebasada la capacidad de transformación de San José del Cabo y Monte Real (70 MVA), por lo que se seguiría dependiendo de un transformador móvil para la demanda de verano. • Durante el verano 2019, los transformadores T-10 y T-20 de Santiago, T-10 de Cabo Bello y T-30 de Cabo San Lucas Dos alcanzaron cargas mayores a 90 %, mientras que el T-10 de la SE Cabo Falso alcanzó una carga máxima del 109.5 % de su capacidad. SENER instruyó a CFE Transmisión los proyectos de Cabo Falso y Buena Vista con lo que se resuelve la problemática.
COMPENSACIÓN	• En la región de Villa Constitución se han presentado bajos voltajes. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Loreto MVAr propuesto por el CENACE, para septiembre de 2023. • Se presentaron problemas de bajos voltajes ante contingencia N-1 en las SE Camino Real, Recreo y Santiago en el nivel de 115 kV. SENER instruyó a CFE Transmisión los proyectos de Compensación Capacitiva en dichas Subestaciones Eléctricas.

Cuadro 5.1.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

GENERACIÓN	• Central Diésel Santa Rosalía (SRI) paso de una capacidad de 7.80 MW a 8.45 MW. • Entre ago-2018 y ago-2019, el Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia ha operado de la siguiente forma: el 1er paso a 59 Hz 16 veces, el 2° paso a 58.8 Hz 9 veces, el 5to paso a 58.2 Hz paso 1 vez y el 6° paso a 57.8 Hz 2 veces. De las 28 operaciones, 15 corresponden al periodo ene-ago 2019 con una afectación total de 30.54 MWh. • De las 15 operaciones en 2019 del Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia, 9 corresponden a disparo de una de las unidades 4 y 5 de CCI Vizcaíno, unidades con menos de cuatro años en operación, su fecha de entrada en operación es septiembre de 2015. • El monto de corte de carga en la demanda máxima para cada paso es el siguiente: o Paso 1: 4.70 MW, 15.91% de la demanda máxima o Paso 2: 1.80 MW, 6.09% de la demanda máxima o Paso 3: 1.15 MW, 3.89% de la demanda máxima o Paso 4: 2.20 MW, 7.45% de la demanda máxima o Paso 5: 3.45 MW, 11.68% de la demanda máxima o Paso 6: 1.74 MW, 5.89% de la demanda máxima o Paso 7: 1.20 MW, 4.06% de la demanda máxima o Paso 8: 1.80 MW, 6.09% de la demanda máxima o Paso 9: 2.85 MW, 9.64% de la demanda máxima • Se presentó una demanda máxima instantánea de 31.8 MW a las 13:13:44 horas el día 27 de agosto del 2019, ese mismo día se presentó la demanda máxima integrada de 29.55 MWh/h a las 16:00 horas. • La capacidad declarada de la Central Combustión Interna Vizcaíno (CCI VIZ) es de 22.49 MW como generación base y durante el 2019 la Central Eléctrica ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 11.5 MW (51 %) siendo su principal causa la falta de mantenimiento y la atención de vicios ocultos de las Unidades de Guerrero Negro Tres, las cuales presentan fallas en el sistema de inyección de combustible y en el sistema de agua enfriamiento. Esto ocasiona una disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia (Turbogás y Turbojet) y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos.
TRANSMISIÓN	• Sin problemas en estado estacionario.

... Continuación

Cuadro 5.1.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

TRANSFORMACIÓN	• La SE Santa Rosalía el 30 de julio de 2019 recupera el banco T40 de 13.8/2.4 kV, 4 MVA, así como el T60 de 34.5/2.4 kV de 3 MVA con fecha 19 de julio de 2019. • La SE Santa Rosalía fue puesta en operación en 1975, por lo que dicha SE presenta deterioro considerable en sus elementos. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P18-MU1 propuesto por CENACE, para abril de 2021 pero con fecha indefinida por parte de CFE Transmisión, el cual consiste en un banco de 115/13.8 kV de 20 MVA en una nueva SE Santa Rosalía.
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estacionario, en condiciones de invierno de baja demanda se presentan voltajes mayores al máximo de operación permitido, por lo que presentaría la pérdida de la generación geotérmica. Para solucionar esta problemática, SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto Mezquital MVAr, que consiste en trasladar el reactor de 2.5 MVAr instalado en la SE Santa Rosalía e instalarlo en la SE Mezquital.

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2019

El SEN, está compuesto por cuatro sistemas eléctricos: SIN, que constituye la gran red eléctrica del país desde Puerto Peñasco hasta Cozumel; Sistema Interconectado Baja California (BC), que se encuentra interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico del Oeste de los Estados Unidos de América; Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS), aislado eléctricamente de los sistemas SIN y BC, con centros de carga principales en La Paz y Los Cabos; Sistema Interconectado Mulegé, aislado eléctricamente de los sistemas SIN, BC y BCS, con centros de carga principales en Santa Rosalía y Guerrero Negro. Para identificar el comportamiento de la demanda máxima integrada y el consumo, se muestran a continuación para los cuatro sistemas eléctricos gráficas integradas por 52 semanas (año móvil) de los tres últimos años.

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN

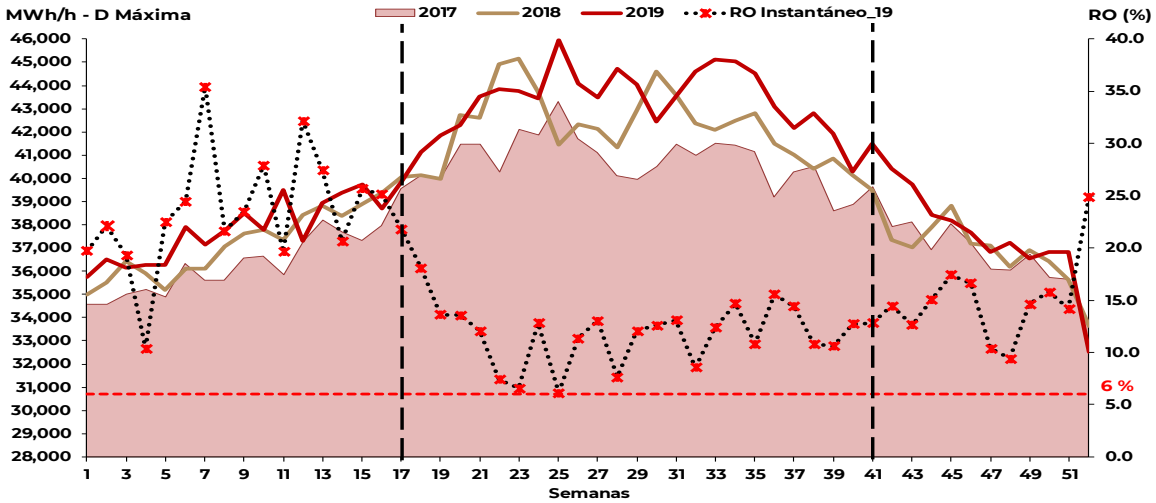
En la figura 5.3.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color vino indica la demanda semanal del 2019. Se observa que de mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas en el norte del país. En 2017 la demanda máxima ocurrió el 23 de junio, en 2018 la demanda máxima se presentó el 06 de junio y en 2019 se registró el 20 de junio, con una tasa incremental del 1.7% respecto a 2018. En la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el norte del país; para el 2019, en promedio el incremento de la demanda de invierno a máxima de verano fue del orden de 9,101 MWh/h.

En la misma figura 5.3.1 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 el margen de reserva operativo mínimo por Confiabilidad es del 6.0 %, durante este periodo el sistema se operó de manera general dentro de adecuados márgenes de seguridad, por arriba del valor mínimo.

En la figura 5.3.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en 2017, 2018 y 2019 en el SEN. Similar al comportamiento de la demanda, durante el periodo mayo–septiembre se alcanzan los valores máximos del consumo de energía por un efecto dominante de las temperaturas en el área Norte del país.

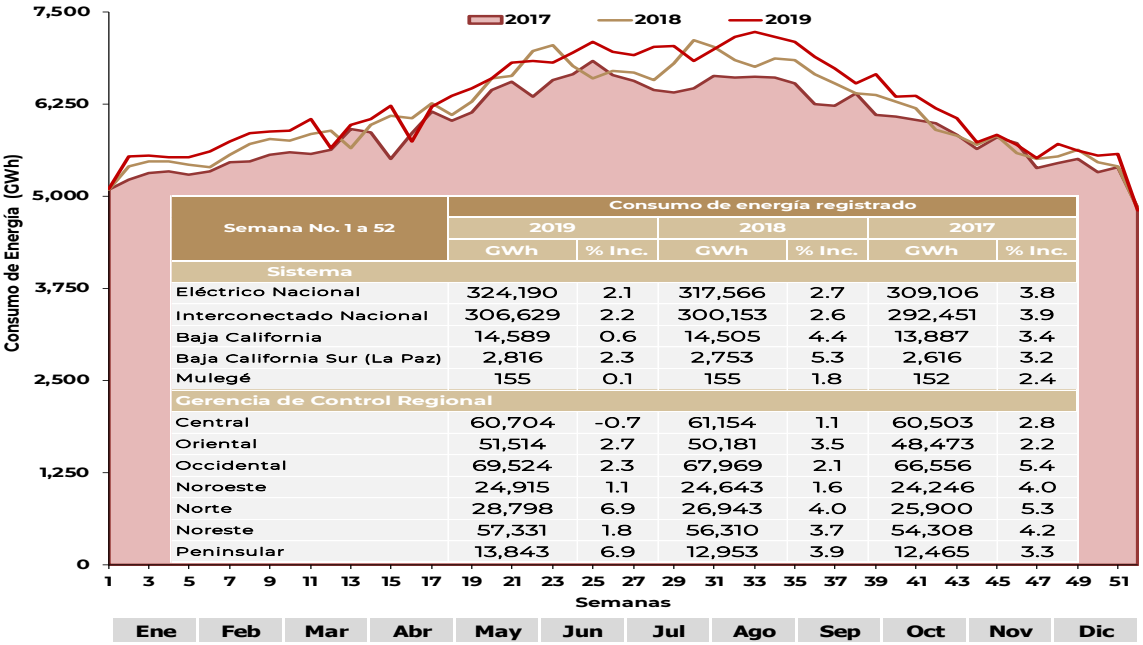
En 2019 la tasa de crecimiento respecto a 2018 fue de 2.1 %, en la misma figura se indican los porcentajes de crecimiento por GCR. A nivel SIN, en la figura 5.3.3 se muestra el comportamiento del consumo de energía que alcanzó un crecimiento de 2.2 % respecto a 2018.

Figura 5.3.1. Comportamiento de la demanda máxima semanal en 2019 del SIN



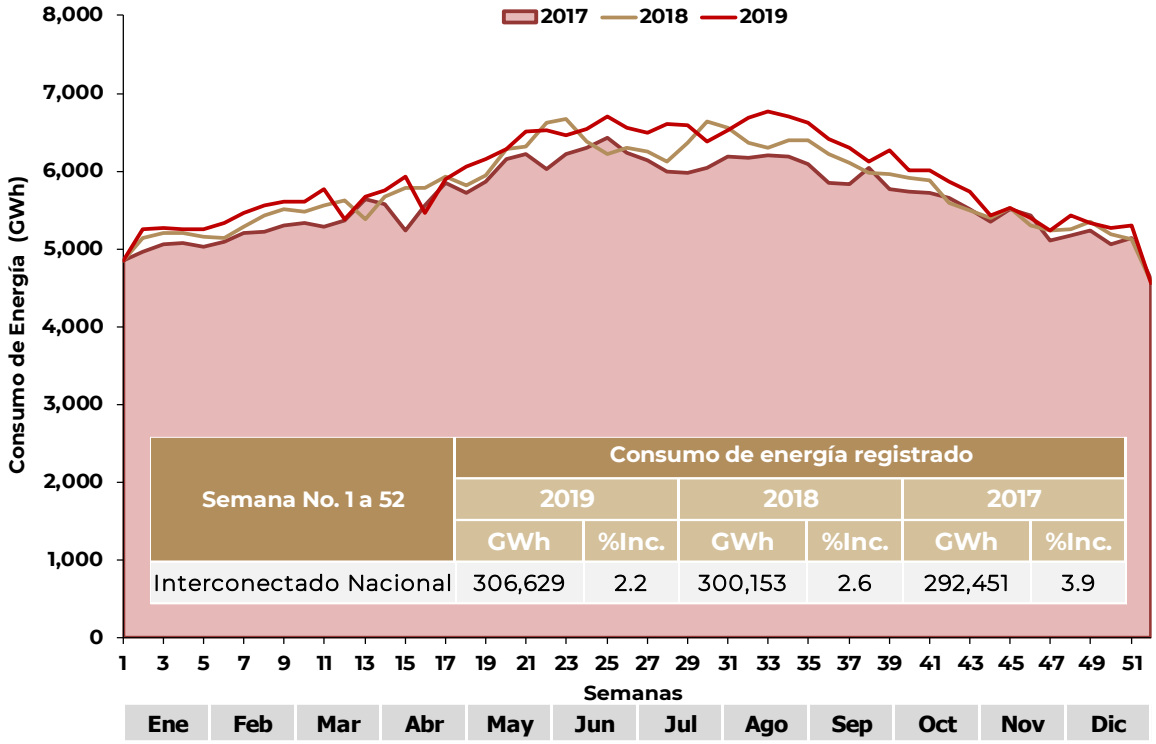
Semana No. 1 a 52 30/12/2018 al 28/12/2019	Demanda máxima integrada registrada								
	2019			2018			2017		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Sistema Interconectado Nacional	45,946	20-jun	1.7	45,167	06-jun	4.3	43,319	23-jun	5.9

Figura 5.3.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SIN 2017, 2018 y 2019



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2019		2018		2017	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
Eléctrico Nacional	324,190	2.1	317,566	2.7	309,106	3.8
Interconectado Nacional	306,629	2.2	300,153	2.6	292,451	3.9
Baja California	14,589	0.6	14,505	4.4	13,887	3.4
Baja California Sur (La Paz)	2,816	2.3	2,753	5.3	2,616	3.2
Mulegé	155	0.1	155	1.8	152	2.4
Gerencia de Control Regional						
Central	60,704	-0.7	61,154	1.1	60,503	2.8
Oriental	51,514	2.7	50,181	3.5	48,473	2.2
Occidental	69,524	2.3	67,969	2.1	66,556	5.4
Noroeste	24,915	1.1	24,643	1.6	24,246	4.0
Norte	28,798	6.9	26,943	4.0	25,900	5.3
Noreste	57,331	1.8	56,310	3.7	54,308	4.2
Peninsular	13,843	6.9	12,953	3.9	12,465	3.3

Figura 5.3.3. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SIN 2017, 2018 y 2019



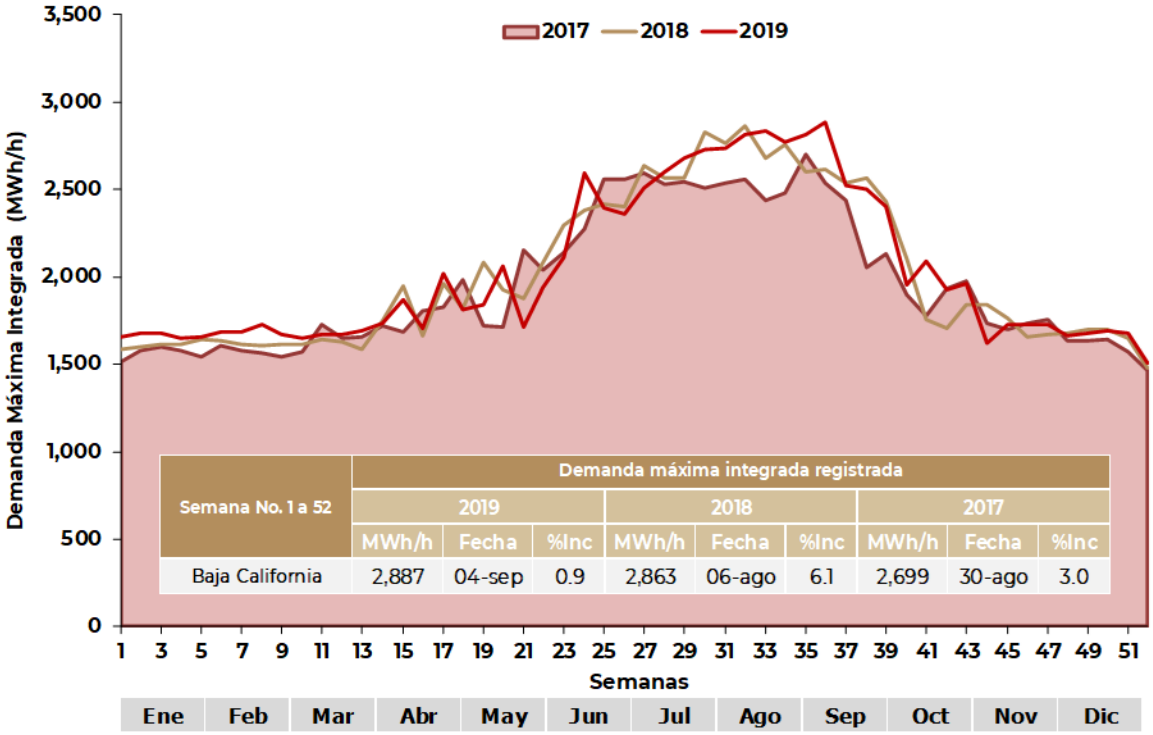
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2019		2018		2017	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Interconectado Nacional	306,629	2.2	300,153	2.6	292,451	3.9

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC

En la figura 5.4.1 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del BC. Se observa que de enero – abril y noviembre – diciembre las demandas son muy similares, de mayo – octubre se inicia el incremento, se alcanza el pico máximo e inicia el decremento de la misma. En septiembre de 2019 se presentó la demanda máxima anual en este sistema eléctrico. De acuerdo con la demanda anterior; se tuvo un crecimiento del orden de 1,214 MWh/h. entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

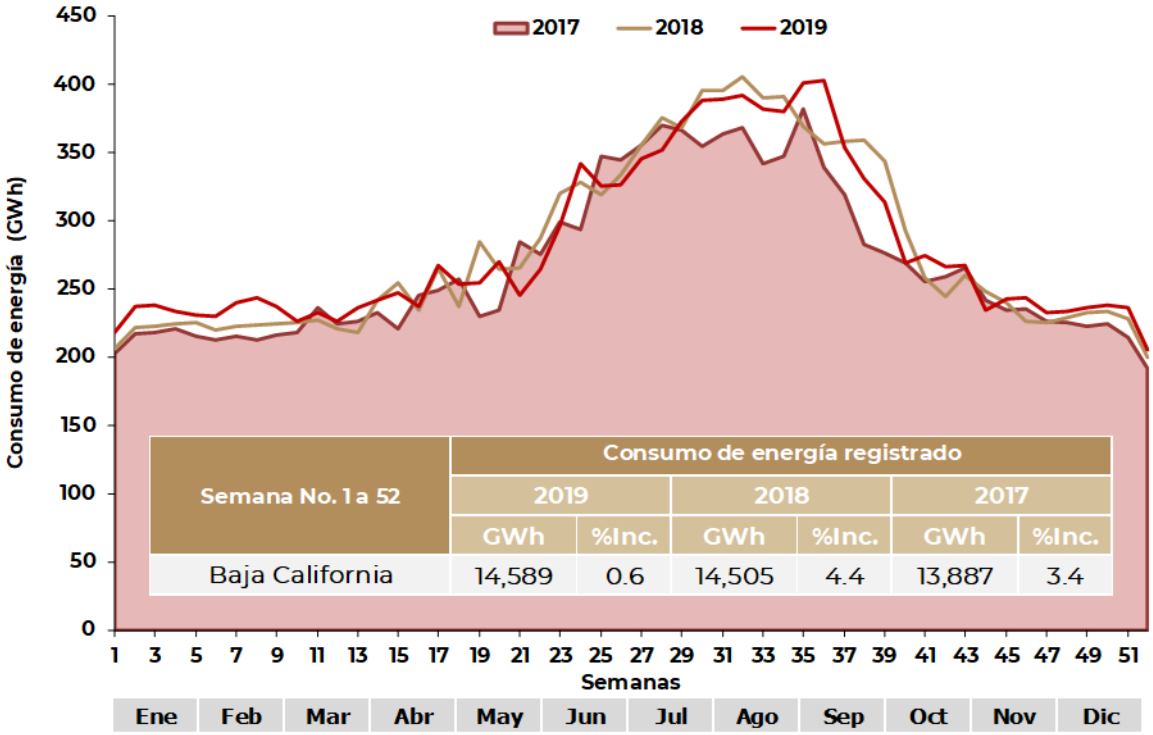
En la figura 5.4.2 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica, observando el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2019 se tuvo una tasa incremental del 0.6% respecto a 2018.

Figura 5.4.1. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Interconectado Baja California 2017, 2018 y 2019



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2019			2018			2017		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California	2,887	04-sep	0.9	2,863	06-ago	6.1	2,699	30-ago	3.0

Figura 5.4.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California 2017, 2018 y 2019



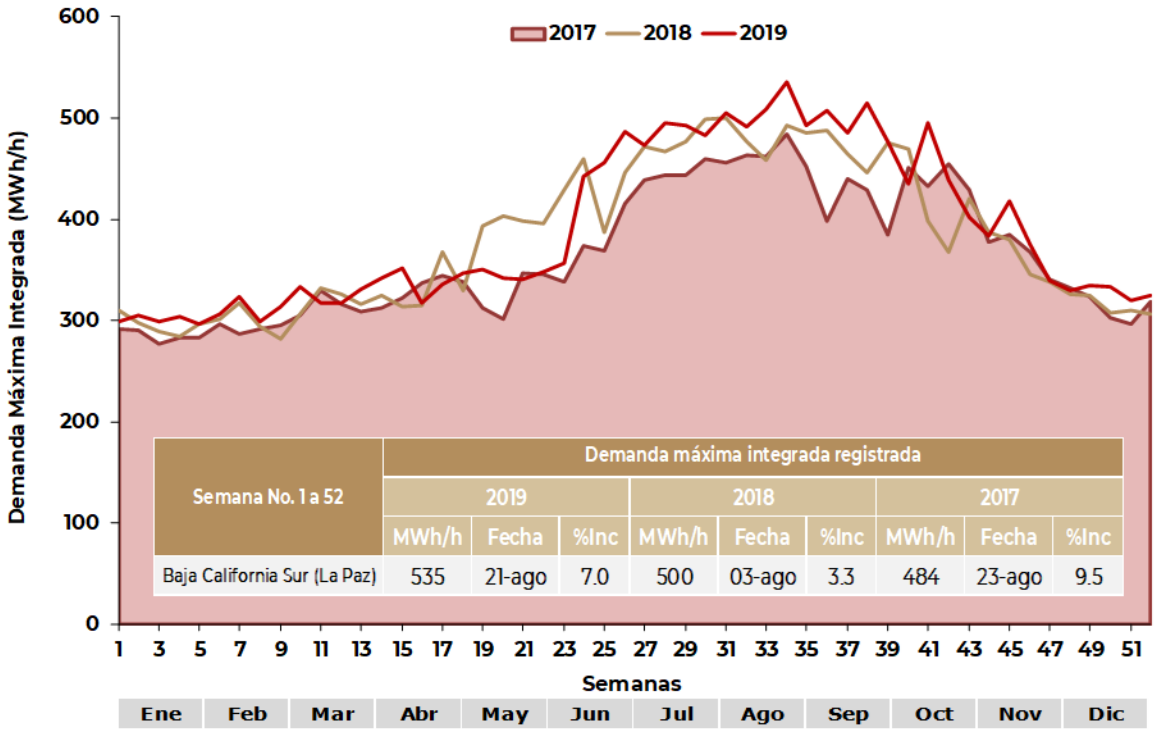
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2019		2018		2017	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California	14,589	0.6	14,505	4.4	13,887	3.4

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS - LPZ

En la figura 5.5.1 se observa el perfil de la demanda integrada máxima semanal de 2017, 2018 y 2019 en el Sistema Interconectado Baja California Sur. El trazo en color café corresponde a la demanda de 2018, el trazo en color vino a la demanda de 2019. En 2019 la demanda máxima se presentó en agosto, que representa un crecimiento del 7.0% con respecto a 2018.

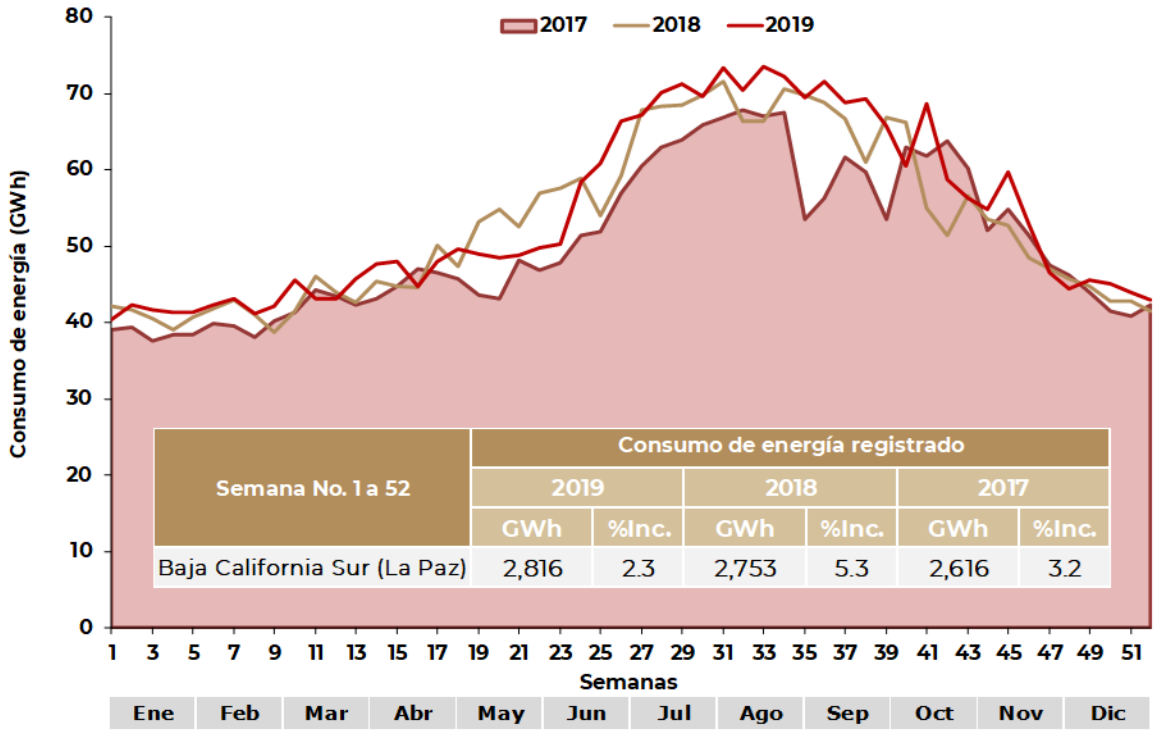
En la figura 5.5.2 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los tres últimos años. Se observa un perfil muy parecido a la demanda, también se aprecia el crecimiento de 2.3% de 2019 respecto al año anterior.

Figura 5.5.1. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Interconectado Baja California Sur 2017, 2018 y 2019



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2019			2018			2017		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California Sur (La Paz)	535	21-ago	7.0	500	03-ago	3.3	484	23-ago	9.5

Figura 5.5.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur 2017, 2018 y 2019



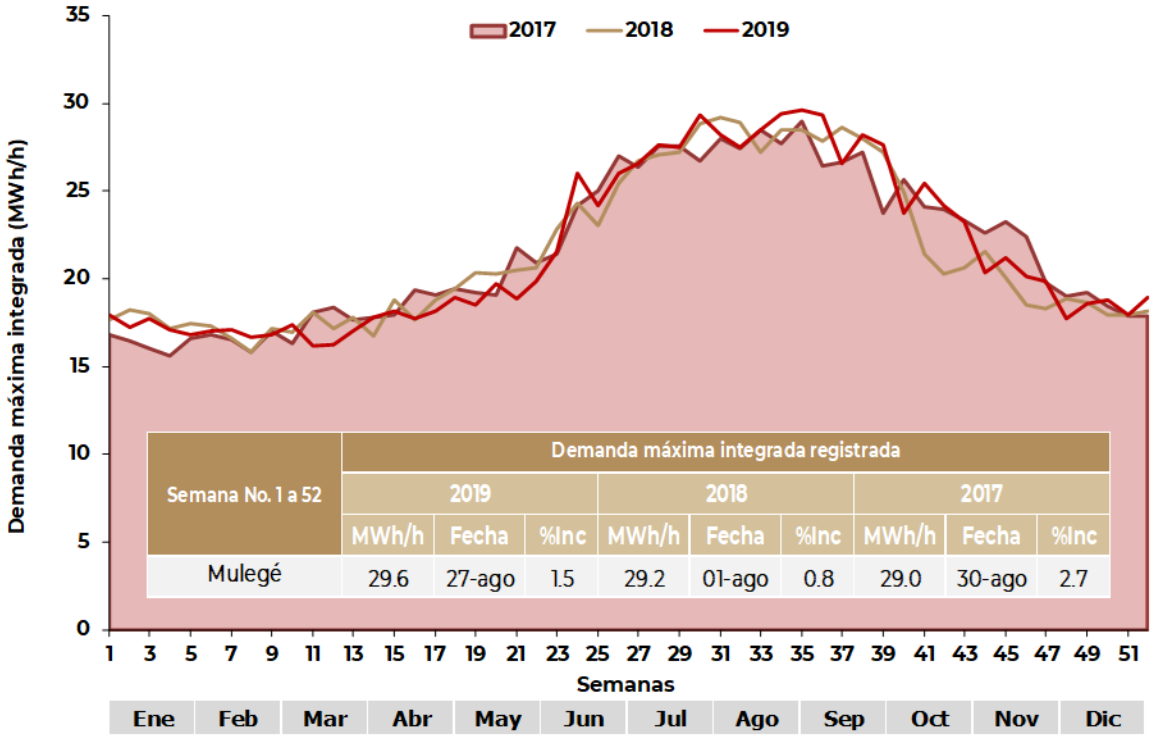
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2019		2018		2017	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California Sur (La Paz)	2,816	2.3	2,753	5.3	2,616	3.2

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé

En las figuras 5.6.1 y 5.6.2 se presenta el comportamiento semanal de la demanda y el consumo respectivamente para 2017, 2018 y 2019.

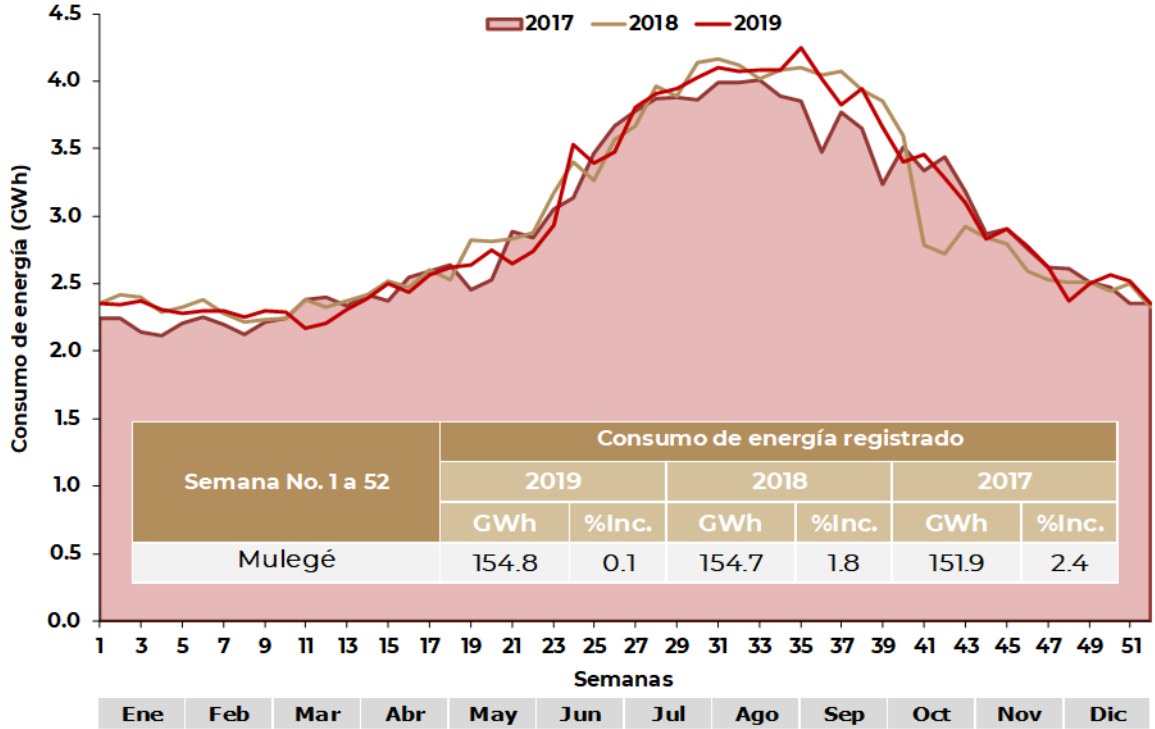
Los perfiles son los característicos de la zona Norte del país con incrementos notables entre mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado alcanzó en 2019 una demanda máxima integrada en agosto, con un crecimiento anual de 1.5% y de 0.1% para el consumo de energía eléctrica.

Figura 5.6.1. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Mulegé 2017, 2018 y 2019



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2019			2018			2017		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Mulegé	29.6	27-ago	1.5	29.2	01-ago	0.8	29.0	30-ago	2.7

Figura 5.6.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Mulegé 2017, 2018 y 2019



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2019		2018		2017	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Mulegé	154.8	0.1	154.7	1.8	151.9	2.4

Comportamiento de la generación hidráulica

En la figura 5.7.1 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del Sistema Eléctrico Nacional 2019. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en el mismo año.

A principios del año 2019 la energía almacenada se ubicó en 16,164 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo, por la administración del agua y por el periodo de estiaje hasta alcanzar valores mínimos del orden de 8,845 GWh ocurrido en la última semana de julio.

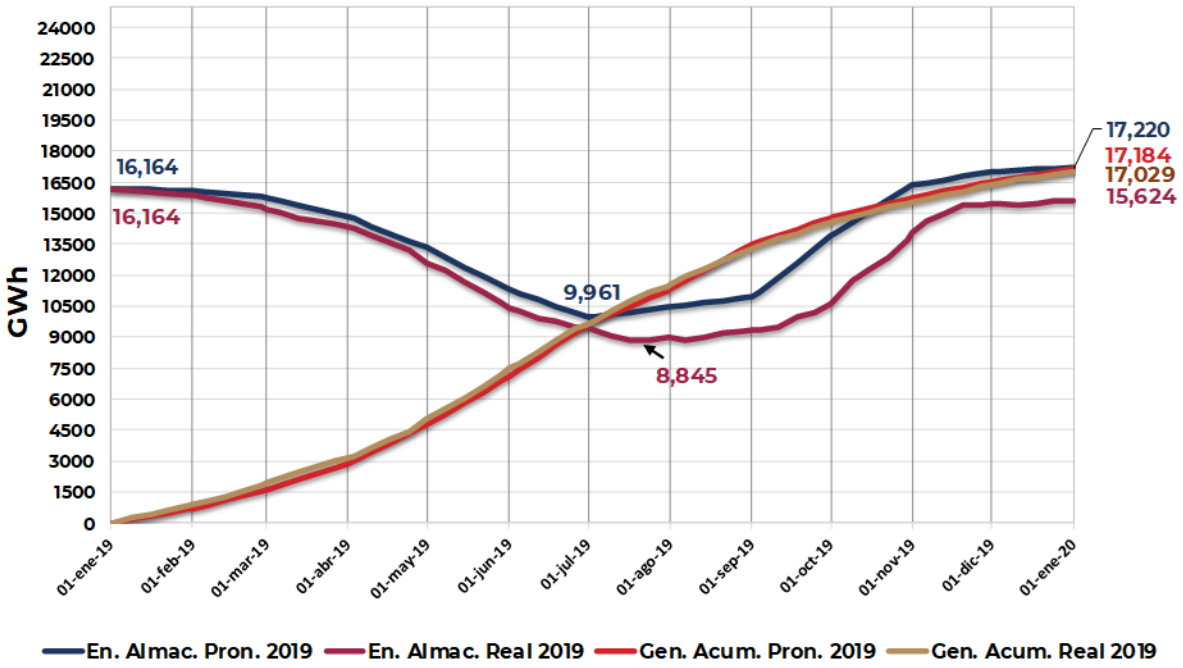
La recuperación de energía almacenada en el periodo pluvial alcanzó los 15,624 GWh al final del año, es decir un decremento de 540 GWh respecto al inicio del año y de 1,596 GWh comparado con la estimación de la energía almacenada pronosticada 17,184 GWh al final del periodo. Por el mismo motivo la producción de energía en 2019 fue de 17,029 GWh.

El 2019 fue un año de baja precitación pluvial debido al fenómeno de El Niño, con una tipificación para el último trimestre de año Seco-Alto.

El comportamiento del último año en las aportaciones pluviales y correspondientes a la producción de energía eléctrica muestra el efecto trascendental de aportaciones de pasar de un año medio-bajo (2018) a un año seco-medio (2019).

El 2020 se espera que sea un año de baja precipitación pluvial muy similar al año 2019. Se prevé cerrar el año 2020 con una energía almacenada del orden de 16,365 GWh, es decir un incremento de 741 GWh respecto al inicio del año.

Figura 5.7.1. Comportamiento de energía almacenada en los grandes embalses 2019



Margen de Reserva Operativa

La Reserva Operativa (RO) 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 de alerta cuando el valor se encuentra entre 3.0 % ≤ RO < 6.0 % establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

En la figura 5.8.1 se muestra el comportamiento de la RO y la demanda máxima instantánea semanal de los últimos tres años 2017, 2018 y 2019.

Se observa que a partir de la semana 18 en mayo a la semana 40 en septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima instantánea anual y en consecuencia la RO presenta los menores valores del año, e incluso durante el periodo mencionado se registran valores por debajo del estado normal de Confiabilidad del 6.0 %.

Durante el 2017 se presentó en el SIN en las semanas 24 y 25 la RO menor a 6.0 %, alcanzando un valor mínimo de hasta 4.2 %. En 2018 en cinco ocasiones se registró entre las semanas 20 y 30 la RO menor, con una magnitud de 3.4 %. En 2019 la RO estuvo por arriba del estado normal de Confiabilidad con un 6.1 % obtenido como valor mínimo en la semana 25, ver figuras 5.3.1 y 5.8.1.

Figura 5.8.1. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2017, 2018 y 2019 del SIN

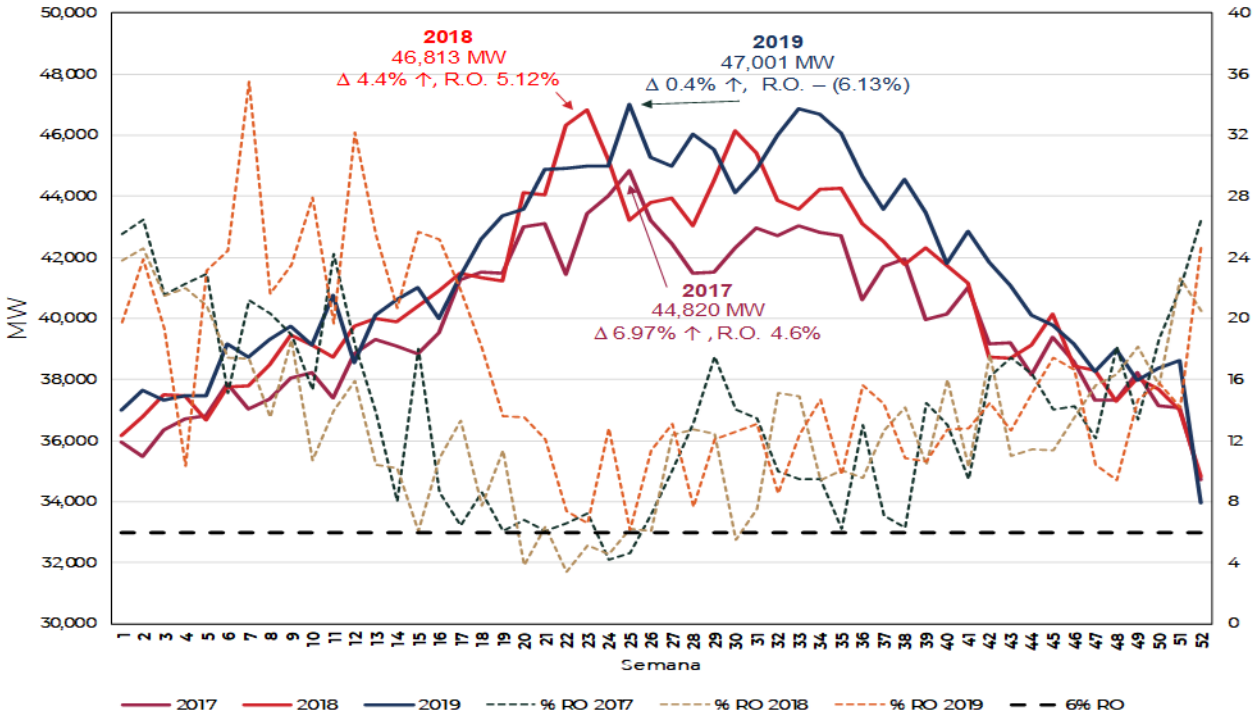
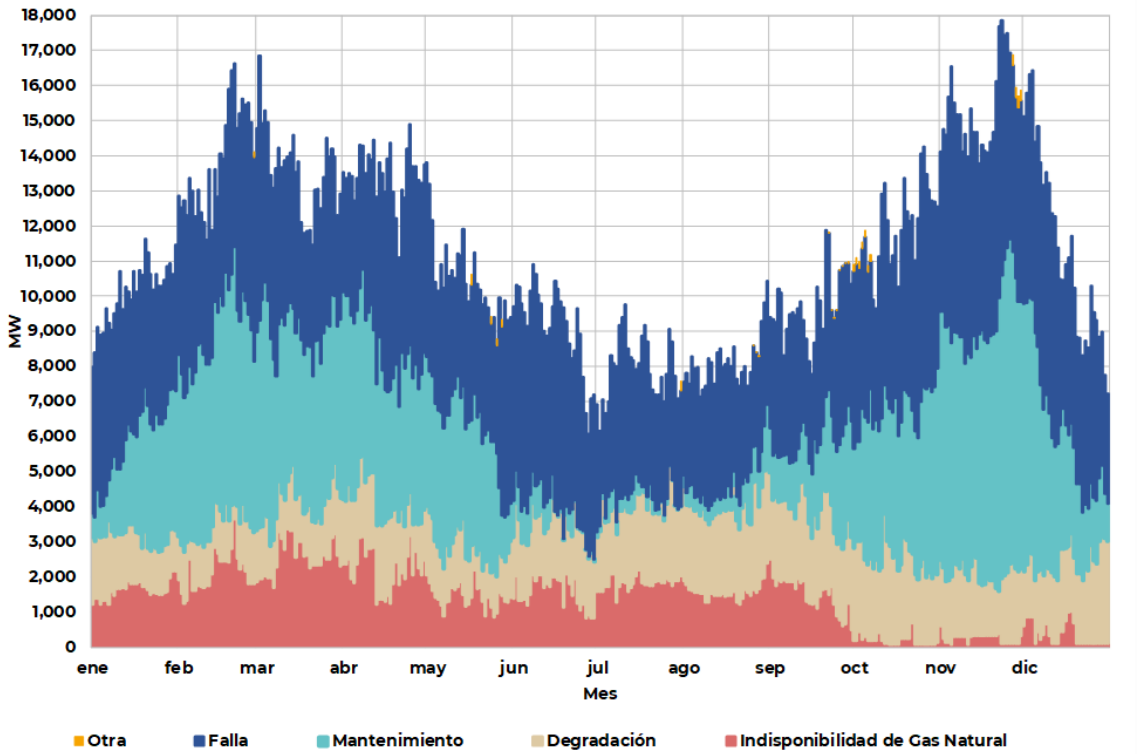


Figura 5.8.2. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2019



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2019

La demanda máxima del SIN se presentó el 20 de junio de 2019 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 47,001 MW a las 16:29 h. En el año 2018 esta demanda máxima anual ocurrió en la primera semana de junio. De acuerdo con la estadística, las condiciones operativas más críticas suelen ocurrir en junio debido a que en este mes se está en la parte final del periodo de estiaje, los embalses de las grandes Centrales Hidroeléctricas se encuentran en los niveles mínimos e incluso en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas, fallas de líneas por incendios y altas demandas. En junio se inicia el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del norte del país, pero sobre todo un abatimiento en el occidente. Para el mes de agosto se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación hidroeléctrica se incrementa y ello contribuye a que las transferencias de potencia en algunos enlaces puedan reducirse.

En las figuras 5.9.1 a 5.9.3 se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 20 de junio a las 16:29 h. El color de la flecha para cada enlace indica qué tan cercano se encuentra el flujo del límite de transmisión, es decir si ésta es verde el flujo está por debajo del 80 % del límite, si es amarillo está entre el 80 % y

100 % y si es roja está por encima del 100 %.

Como se puede observar, solo la compuerta Hermosillo al SIN estuvo operando por encima de su límite de transmisión y los enlaces de la Península de Yucatán estuvieron operando con flujos mayores al 80 % de su límite.

De las Centrales Eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las Centrales Eléctricas del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro y del sur se transmite energía al norte del país por los corredores de transmisión de 400 kV de Altamira – Monterrey y Tepic – Mazatlán. En el occidente y norte del país la demanda de energía fue mayor que la generación local, por lo cual se tuvieron importaciones del resto del SIN.

No obstante, en otras condiciones operativas si se alcanzaron los límites máximos de transmisión para algunos enlaces, que se muestran en la siguiente sección.

En el Sistema Interconectado Baja California que se encuentra interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico de los Estados Unidos de América, se tuvo una importación puntual neta de 390 MW en el escenario de demanda máxima el 4 de septiembre de 2019 con límite máximo de 408 MW. En el Sistema Interconectado Baja California Sur transferencias de potencia dentro de límites operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

Figura 5.9.1. Transferencias de potencia el 20 de junio de 2019 a las 16:29 hs en el Norte del País

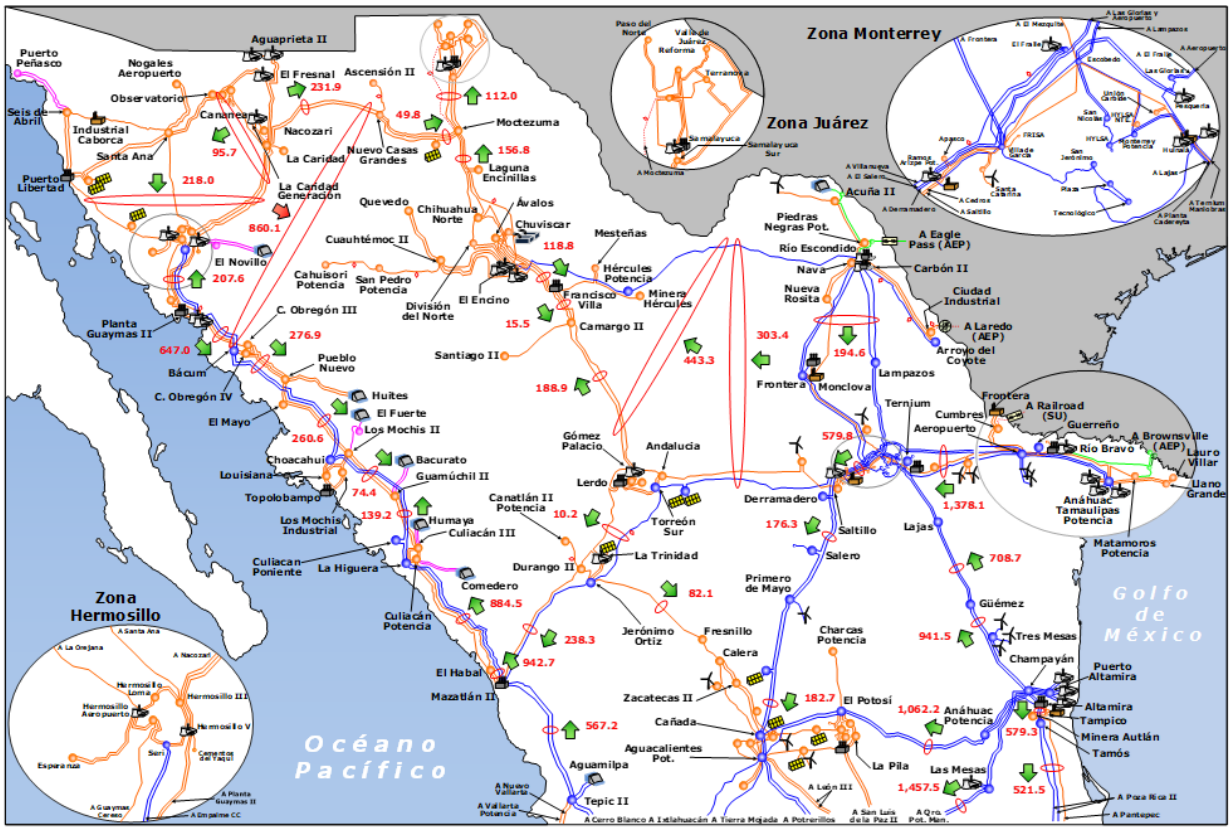


Figura 5.9.2. Transferencias de potencia el 20 de junio de 2019 a las 16:29 hs en el Centro y Sur del País

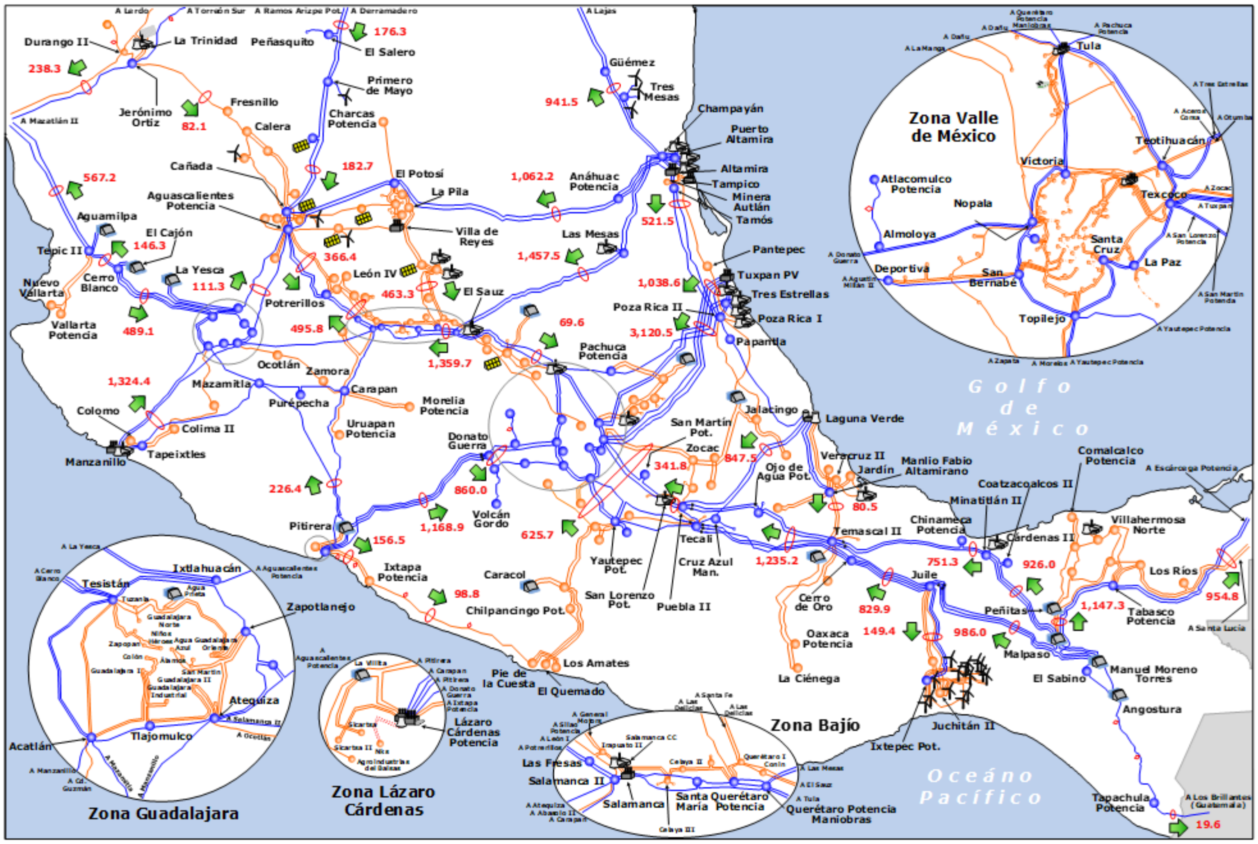
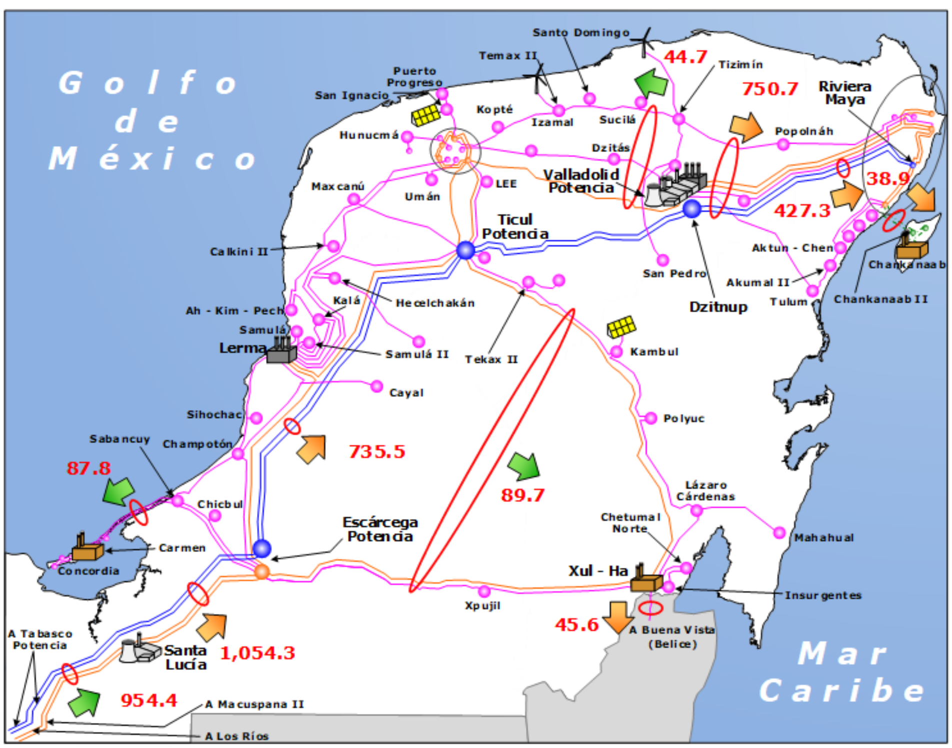


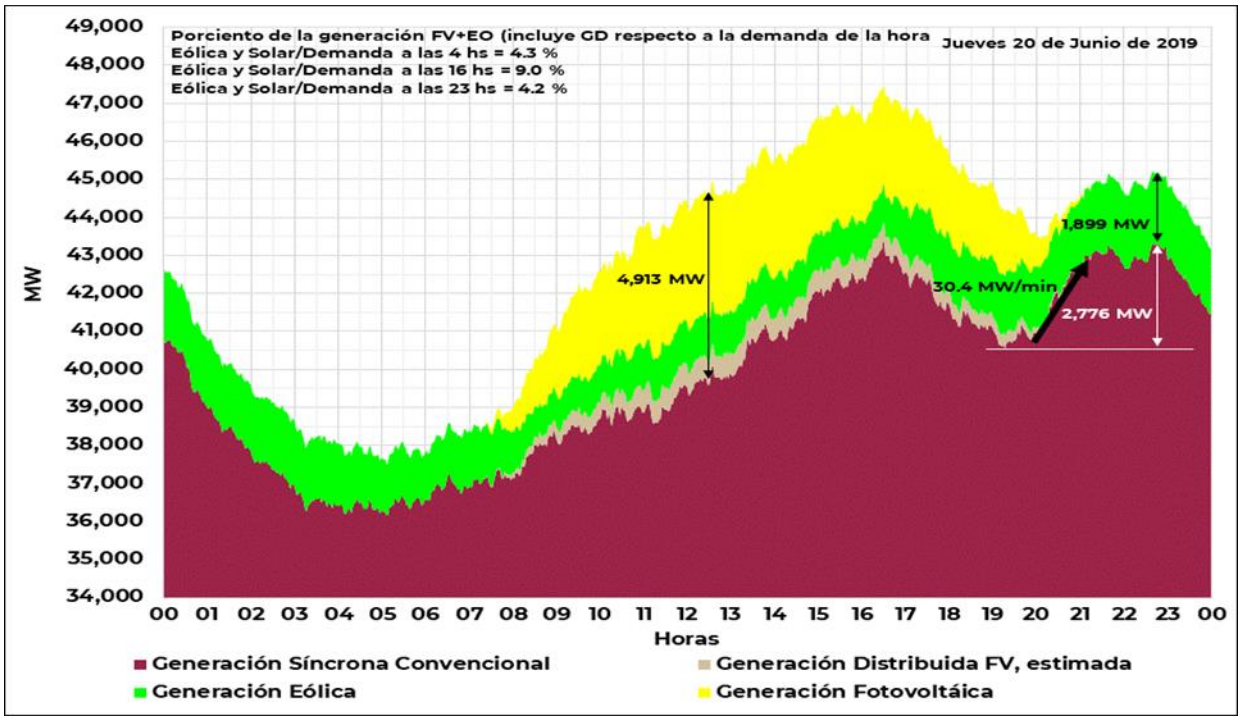
Figura 5.9.3. Transferencias de potencia el 20 de junio de 2019 a las 16:29 hs en la Península de Yucatán



En la semana donde se presentó la demanda máxima de verano 2019, la capacidad instalada de Centrales Eléctricas renovables variables (solar y eólica, sin GD) en operación y prueba fue de 8,893.5 MW, con 3,400.3 MW de solar y 5,493.2 MW de eólica.

En la Figura 5.9.4 se muestra el perfil de la demanda durante 24 horas del jueves 20 de junio de 2019, día de la demanda máxima. El perfil está compuesto por la generación síncrona convencional, generación eólica y generación fotovoltaica (incluye GD fotovoltaica no vista en RNT y RGD del MEM estimada); la rampa máxima ocurre de las 20 a 21 hs con 30.4 MW/min.

Figura 5.9.4. Perfil de demanda del jueves 20 de junio de 2019, día demanda máxima del SIN



Principales corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas de 2019, 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.

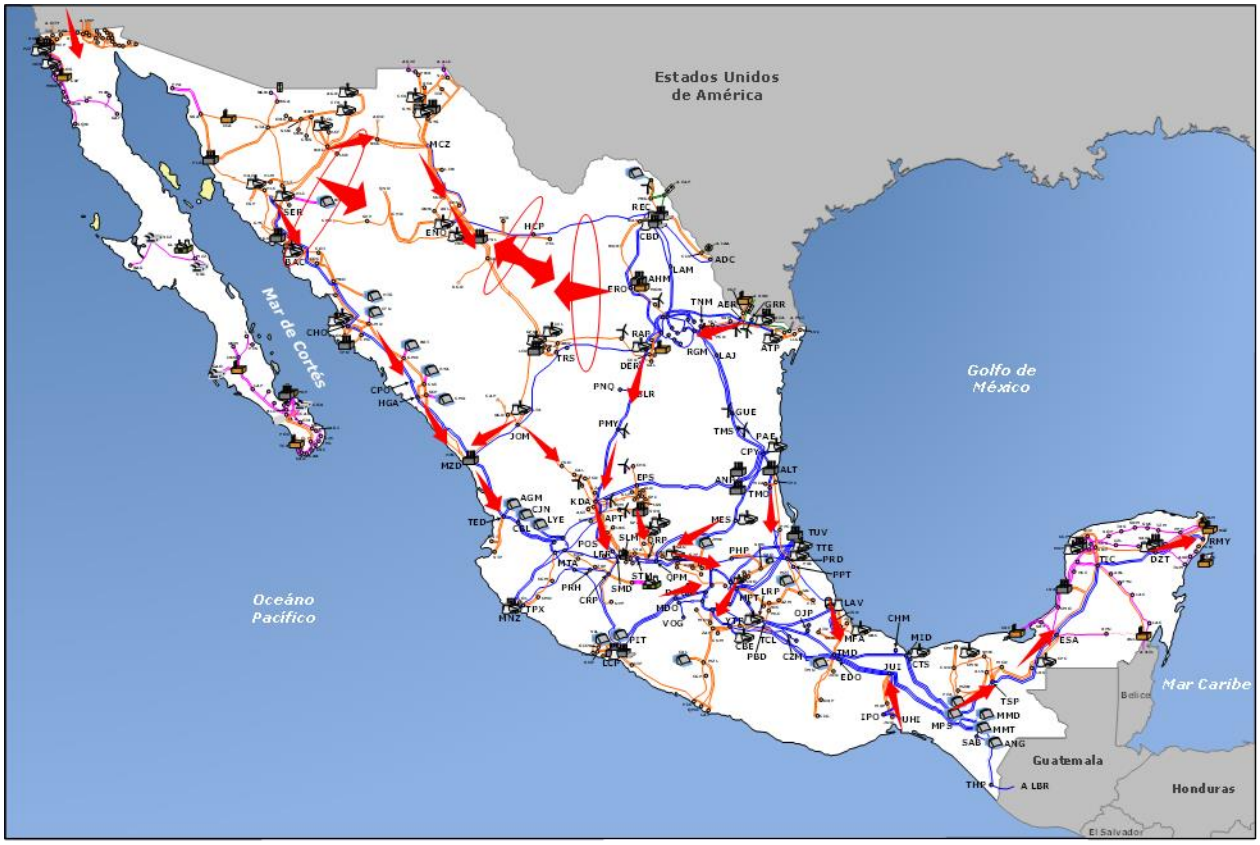
Durante estas condiciones operativas y para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas, se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo.

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

- 2 LT de 230 kV entre la GCR Baja California y el Western Electricity Coordinating Council (WECC).
- Bancos de Transformación 230/69 kV en Zona Tijuana.
- 2 LT de 230 kV Olas Altas – El Palmar y 1 LT de 115 kV El Triunfo – Santiago.
- 2 LT de 400 kV, 2 LT de 230 kV y 1 LT de 115 kV de Guaymas a Obregón y 2 LT de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
- 2 LT de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
- 2 LT de 230 kV Camargo – La Laguna más la LT de 400 kV El Encino – Río Escondido.
- Una LT de 400 kV y una LT de 230 kV entre Durango – Mazatlán.
- Corredor de Transmisión de la región de Los Mochis a la región Mazatlán.
- Dos LT de 400 kV de Mazatlán – Tepic.
- LT de 230 kV de Durango – Zacatecas.
- 2 LT de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte.
- 3 LT de 400 kV y 1 LT de 230 kV entre Reynosa y Monterrey.
- 2 LT de 400 kV Altamira – Tamos.
- 2 LT de 400 kV de Tamos – Poza Rica más la LT de 230 kV de Minera Autlán – Pantepec.
- 2 LT de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo.
- 2 LT de 400 kV de Primero de Mayo - Cañada.
- 3 LT de 400 kV entre Donato Guerra – Almoloya/Nopala/Agustín Millán II.
- 2 LT de 400 kV de Teotihuacan a Texcoco.
- Bancos de Transformación de 400/230 kV en Zona Veracruz.
- 2 LT de 400 kV de Ixtepec Potencia a Juile.
- 2 LT de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y Autotransformador de Malpaso.
- 2 LT de 400 kV Tabasco Potencia - Escárcega y 2 LT de 230 kV de Santa Lucía a Escárcega Potencia.
- Red de suministro a las zonas Cancún y Riviera Maya.

Para fines ilustrativos, en la figura 5.10.1 se muestran los corredores de transmisión que estuvieron saturados y cercanos a la saturación en 2019.

Figura 5.10.1. Corredores de transmisión saturados en 2019



La saturación de los enlaces mostrada en la figura 5.10.1, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido del flujo de potencia del Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso a verano.

La saturación de los enlaces 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 5.11.1 se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2019, las Zonas Malpaso a Tabasco y Hermosillo al SIN son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la figura 5.11.2 se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2019. El Sistema Baja California Sur 38% y la Zona Acapulco-Huatulco 25% son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

Figura 5.11.1. Estados Operativos de Alerta 2019

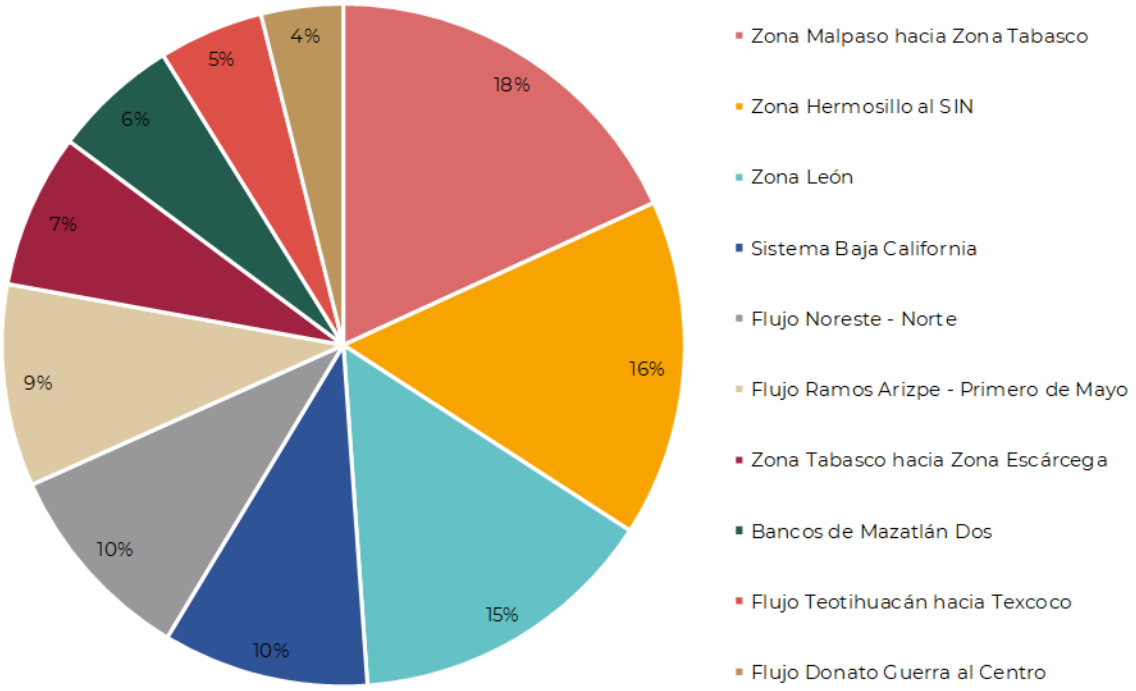
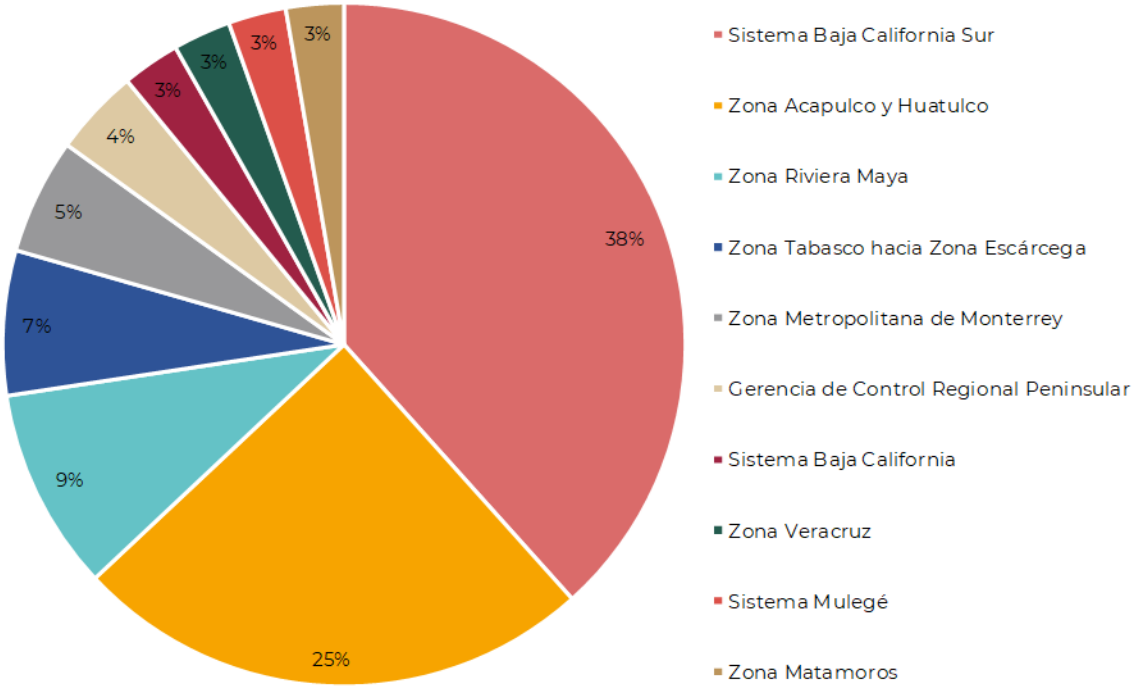


Figura 5.11.2. Estados Operativos de Emergencia 2019



Interrupciones en el suministro de energía

En el cuadro 5.12.1 se muestra un resumen de las afectaciones de carga por saturación de enlaces, sobrecarga de elementos, bajos voltajes 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 el Sistema Baja California Sur, en la GCR Peninsular, en la Zona Huatulco y en la Isla de Cozumel.

De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta energía no suministrada asciende a 20.30 millones de dólares (2,600 Dólares/MWh).

Cuadro 5.12.1. Interrupciones en el suministro de energía en el SEN en 2019

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	16/ene/2019	9.40	32.59	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	10/feb/2019	2.50	1.21	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	8/mar/2019	459.00	155.26	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	6/abr/2019	7.40	41.95	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	5/abr/2019	1,772.00	3,696.00	Colapso casi total de la Península de Yucatán
SIN	22/abr/2019	489.00	86.12	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	29/abr/2019	53.70	45.65	Falla permanente de la LT Angostura-A3T30-Tapachula
SIN	2/may/2019	87.76	104.08	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	3/may/2019	87.76	41.55	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	6/may/2019	7.40	41.95	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	7/may/2019	3.00	49.27	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	8/may/2019	2.74	14.80	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	12/may/2019	120.00	321.09	Control de flujo de Malpaso hacia Tabasco
SIN	13/may/2019	140.82	74.02	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	30/may/2019	20.00	40.20	Sobrecarga de LT Zapata-73650-Jiutepec
SIN	7/jun/2019	7.00	35.47	Bajo voltaje en SE Linares
SIN	9/jun/2019	20.06	78.64	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	11/jun/2019	14.00	13.30	Sobrecarga de LT San Ildefonso-73150-Marqués Oriente
BCS	12/jun/2019	9.67	13.72	Bajo margen de reserva
SIN	15/jun/2019	1.00	0.38	Control del flujo enlace Cozumel
SIN	16/jun/2019	16.10	7.69	Control del flujo enlace Cozumel
SIN	24/jun/2019	2.00	3.37	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	25/jun/2019	5.00	35.58	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	26/jun/2019	7.10	50.29	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
BCS	27/jun/2019	20.51	44.61	Bajo margen de reserva
SIN	27/jun/2019	8.70	66.41	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	28/jun/2019	1.80	1.17	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	17/jul/2019	18.62	9.24	Control del flujo enlace Cozumel
SIN	22/jul/2019	11.80	105.02	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
BCS	24/jul/2019	27.30	35.10	Bajo margen de reserva
BCS	26/jul/2019	34.40	46.07	Bajo margen de reserva
BCS	29/jul/2019	49.80	271.72	Bajo margen de reserva
SIN	31/jul/2019	8.16	0.97	Control del flujo enlace Cozumel
BCS	2/ago/2019	7.63	2.63	Bajo margen de reserva
BCS	3/ago/2019	29.30	64.66	Bajo margen de reserva

... Continuación

Cuadro 5.12.1. Interrupciones en el suministro de energía en el SEN en 2019

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
BCS	4/ago/2019	9.20	13.24	Bajo margen de reserva
SIN	8/ago/2019	17.94	22.41	Control del flujo enlace Cozumel
BCS	12/ago/2019	24.30	93.54	Bajo margen de reserva
BCS	13/ago/2019	51.20	134.34	Bajo margen de reserva
BCS	14/ago/2019	17.20	16.17	Bajo margen de reserva
SIN	19/ago/2019	18.90	105.02	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
BCS	19/ago/2019	22.39	27.79	Bajo margen de reserva
BCS	20/ago/2019	125.90	346.20	Bajo margen de reserva
BCS	30/ago/2019	64.90	60.38	Bajo margen de reserva
BC	2/sep/2019	295.00	793.00	Bajo margen de reserva
BCS	4/sep/2019	38.31	88.59	Bajo margen de reserva
SIN	10/sep/2019	21.63	71.96	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	12/sep/2019	1.30	0.25	Control del flujo enlace Cozumel
BCS	15/sep/2019	36.48	8.55	Bajo margen de reserva
BCS	16/sep/2019	12.43	24.82	Bajo margen de reserva
BCS	17/sep/2019	32.56	29.97	Bajo margen de reserva
SIN	20/sep/2019	2.90	5.52	Control del flujo enlace Cozumel
SIN	25/sep/2019	8.5	0.91	Disparo unidad en isla eléctrica de Isla Mujeres
BCS	05/oct/2019	15.59	15.06	Bajo margen de reserva
BCS	08/oct/2019	7.29	9.28	Bajo margen de reserva
SIN	08/oct/2019	34.85	46.01	Falla en la RNT
SIN	30/nov/2019	6.34	3.02	Control de flujo enlace Cozumel
SIN	10/dic/2019	16.9	64.85	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	11/dic/2019	9.16	25.31	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	12/dic/2019	7.05	18.76	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	13/dic/2019	11.47	38.97	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	14/dic/2019	8.57	27.34	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	15/dic/2019	7.52	22.46	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	16/dic/2019	8.56	23.19	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	17/dic/2019	0.7	0.12	Control de flujo enlace Cozumel
SIN	17/dic/2019	8.13	23.05	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	18/dic/2019	6.16	15.14	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
BCS	18/dic/2019	6.91	0.48	Bajo margen de reserva

Indicadores de desempeño de la RNT y las RGD del MEM en 2019

En el cuadro 5.13.1 se presenta un resumen de los principales indicadores de desempeño de la RNT, en 2019, presentados por CFE Transmisión conforme a los criterios definidos en las disposiciones administrativas de carácter general (DACG) en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de Energía Eléctrica emitidas por la CRE.

Cuadro 5.13.1. Indicadores de desempeño de la RNT en 2019

Indicador	Valor Meta definido en DACG	Meta 2019	Resultado 2019
$SAIFI_T$ (Número/Clientes)	0.2	0.196	0.091
$SAIDI_T$ (Minutos)	3	2.940	3.198
Energía no Suministrada (MWh)	-	2,940	3,146
Índice de Disponibilidad de los elementos de la Red de Transmisión (%) (161 kV, 230 kV y 400 kV)	99	99	99.660
Índice de Disponibilidad de los elementos de la Red de Subtransmisión (%) (Mayor a 69 kV y menor a 161 kV)	97	98	99.686
Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT (%)	-	99	99.668
Pérdidas de energía en la RNT (%)	-	3	2.71

$SAIFI_T$: Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT
$SAIDI_T$: Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en la RNT
Fuente: Elaborado por CENACE con información de CFE Transmisión

6

PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

VI. 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 del Estado, 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 de Energía Eléctrica 2020—2034 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 actual Contingencia Sanitaria de 2020, hemos experimentado que el suministro confiable de electricidad continúa siendo fundamental, y se ha observado los impactos del COVID-19 en el sector ocasionando una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro.

De esta manera, la reciente caída de la demanda de energía eléctrica hace necesaria una planeación en donde se deba considerar los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria para garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación y control del Sistema Eléctrico Nacional.

Con relación a lo explicado en los párrafos anteriores, el presente capítulo se encuentra dividido en dos secciones en donde se presentarán los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica previos a las condiciones de la Contingencia Sanitaria, mientras que, en la segunda parte del capítulo se abordará de una manera mucho más detallada los efectos de la Contingencia Sanitaria en diferentes subsectores económicos, así como su impacto en el pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica.

Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad 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, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población, se determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. 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 electricidad, este a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo y la demanda de electricidad.

Precio de la electricidad. 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 de 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 electricidad, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía—, en los sectores de consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

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

Electromovilidad. La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares, vehículos de transporte público —mercancías, personas, locales y foráneos—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico aumenta el consumo y demanda de electricidad por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso 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 6.3.1 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 de las GCR y del Sistema —consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas suministro básico, suministro calificado más 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 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.

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 bruta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente—.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— 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 6.3.1. Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía

Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía[5] (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2017 fue de 3,152 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 1.4% en relación con 2016. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 78 —28.4% por debajo del promedio mundial—; con un consumo anual de 2,258 KWh por habitante.

En 2017 el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 23.7 millones de GWh. Por su parte, México consumió 278,500 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la Industria Eléctrica fue de 1,065 kJ/2010USD en 2017. Para México fue de 780 kJ/2010USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos[6] (EIA por sus siglas en inglés) de su caso base, para el periodo 2020 — 2034, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.0%, la generación neta tendrá una tmca de 1.9% y se espera que para el 2034 la generación de electricidad limpia sea de 42.4%, aumentando en promedio 4.2% por año. Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. La

[5] Key World Energy Statistics, IEA 2019.

[6] International Energy Outlook 2019, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, September 2019.

intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.0% en el horizonte.

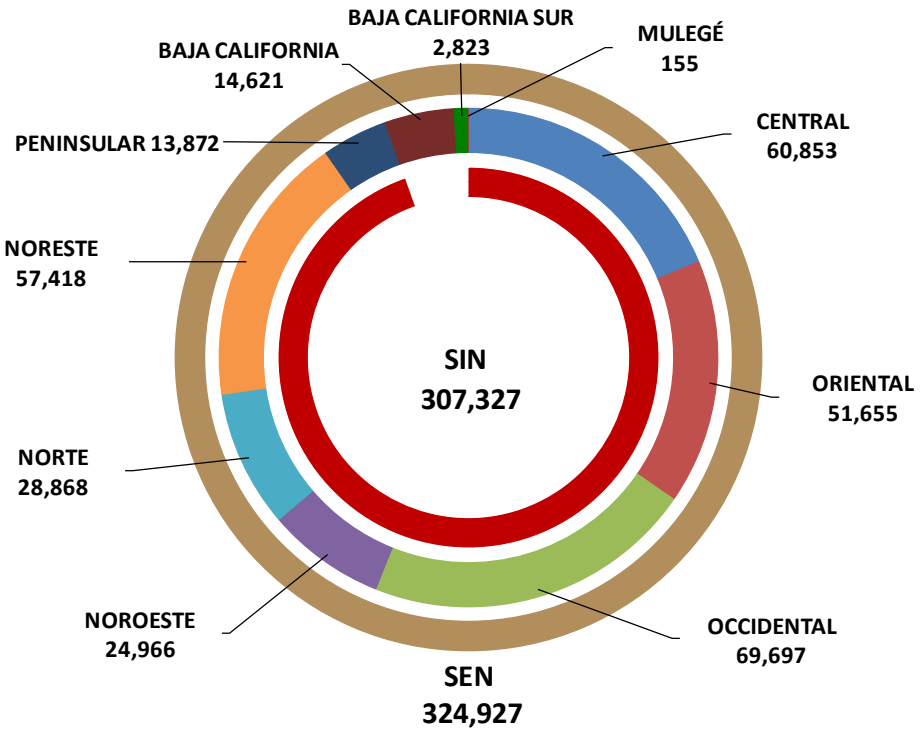
Consumo bruto 2019

El Consumo bruto se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación CFE)—.

En 2019, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 324,927 GWh, lo que significa un incremento de 2.1% respecto al consumo de 2018. Las GCR del Norte del país (Noroeste, Norte y Noreste) en conjunto crecieron 2.9 por ciento.

La Figura 6.4.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 69,697 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, seguido del Central con 18.7%, y el que menor participación presentó es Baja California Sur con 0.9 por ciento.

Figura 6.4.1. Consumo bruto del SEN 2019

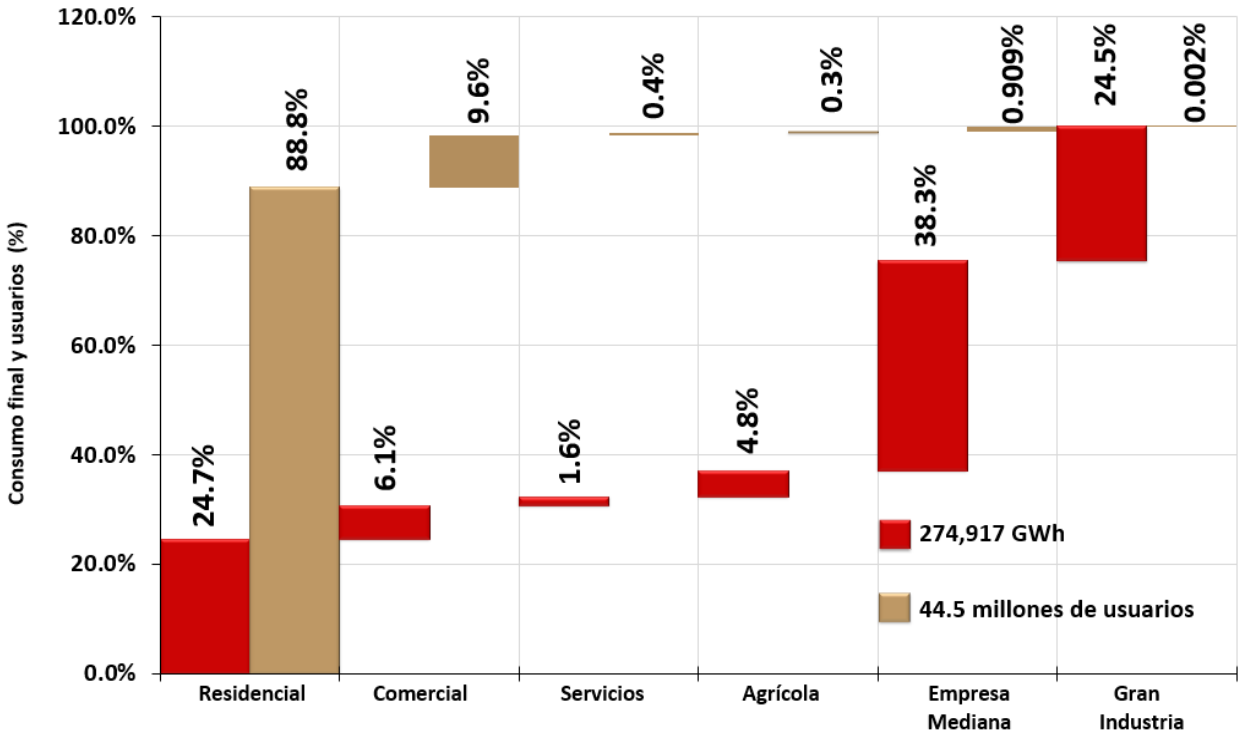


Consumo final y usuarios 2019

El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del suministro básico, usuarios del suministro calificado y autoabastecimiento remoto—. La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó mayor crecimiento es el Agrícola, seguido del Residencial. El consumo final del SEN se ubicó en 274,917 GWh, lo que representó un crecimiento de 2.3% respecto al año anterior. En la Figura 6.4.2 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2019 ascendió a 44.5 millones, incrementándose en 2.7% respecto de los 43.4 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, es la Mediana Empresa con 3.2%, seguido del sector Residencial y Agrícola con crecimientos de 2.8% cada uno. En la Figura 6.4.2 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 88.8% del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 24.7%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.91% de los usuarios —con un consumo final del 62.8% del total nacional—.

Figura 6.4.2. Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2019



Movilidad eléctrica 2019

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y a la Estrategia Nacional de Movilidad (ENM), en donde se establecen las bases y pautas para 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[7].

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2019 se vendieron 25,608[8] vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 1.9% del total de vehículos automotores comercializados en el país y las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 35.1% y el 17.4% respectivamente (13,424 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.3% y el 5.1% cada una.

Cuadro 6.4.1. Comparativo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna.[9]

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido de 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	l	MJ	$kgCO_2e$
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	167		46		166	24
2	Hibrido Enchufable	107	28	17	8	320	29
3	Hibrido		27		11	364	28
4	Eléctrico Gama Alta	398		44		157	22
5	Hibrido Enchufable Gama Alta	50	44	24	5	251	25
6	Hibrido Gama Alta		29		10	338	26
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		18		17	554	43
2	Combustión Interna Gama Alta		13		24	800	61
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						70%	43%
Vehículo Hibrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						42%	32%
Vehículo Hibrido vs. Vehículo de Combustión Interna						34%	34%
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						80%	64%
Vehículo Hibrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						69%	60%
Vehículo Hibrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						58%	58%

[7] Escenario de Transición Energética Soberana (TES) y Estrategia Nacional de Movilidad (ENM).
[8] Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, agosto de 2020. INEGI.
[9] Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.

Algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH se muestran en el cuadro 6.4.1 para un recorrido de 300 km, son los ahorros de energía que van de un 34% a un 80% así como una disminución en las emisiones de tCO_2e generadas que pueden ser del 32% al 64% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta con el Sistema de Transporte Colectivo Metro[10], una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús[11], el Tren Suburbano[12] en la Ciudad de México, en 2019 se adquirieron 63 nuevas unidades de trolebuses[13] para renovar el parque actual, así como el primer autobús eléctrico para una prueba piloto en un tramo de una ruta de la red de Metrobús. Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey[14] y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano[15].

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 613 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo bruto del SEN de 2019.

Para el transporte de carga interurbano en los últimos años, las grandes empresas que transportan sus mercancías y paquetería han observado una oportunidad en la electromovilidad, a través de eficientar sus procesos con el uso de vehículos eléctricos, es así como en 2019 se tiene referencia de al menos 450 vehículos eléctricos de transporte de carga ligeros.

Demanda máxima 2019

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2019, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,946 MWh/h, lo que equivale a un crecimiento de 1.7% respecto a los 45,167 MWh/h de 2018.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En el Cuadro 6.4.2 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

[10] STC Metro, 2020.
[11] www.ste.cdmx.gob.mx
[12] Suburbano. La vía rápida al bienestar.
[13] www.semovi.cdmx.gob.mx
[14] Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2020.
[15] SITEUR, 2020.

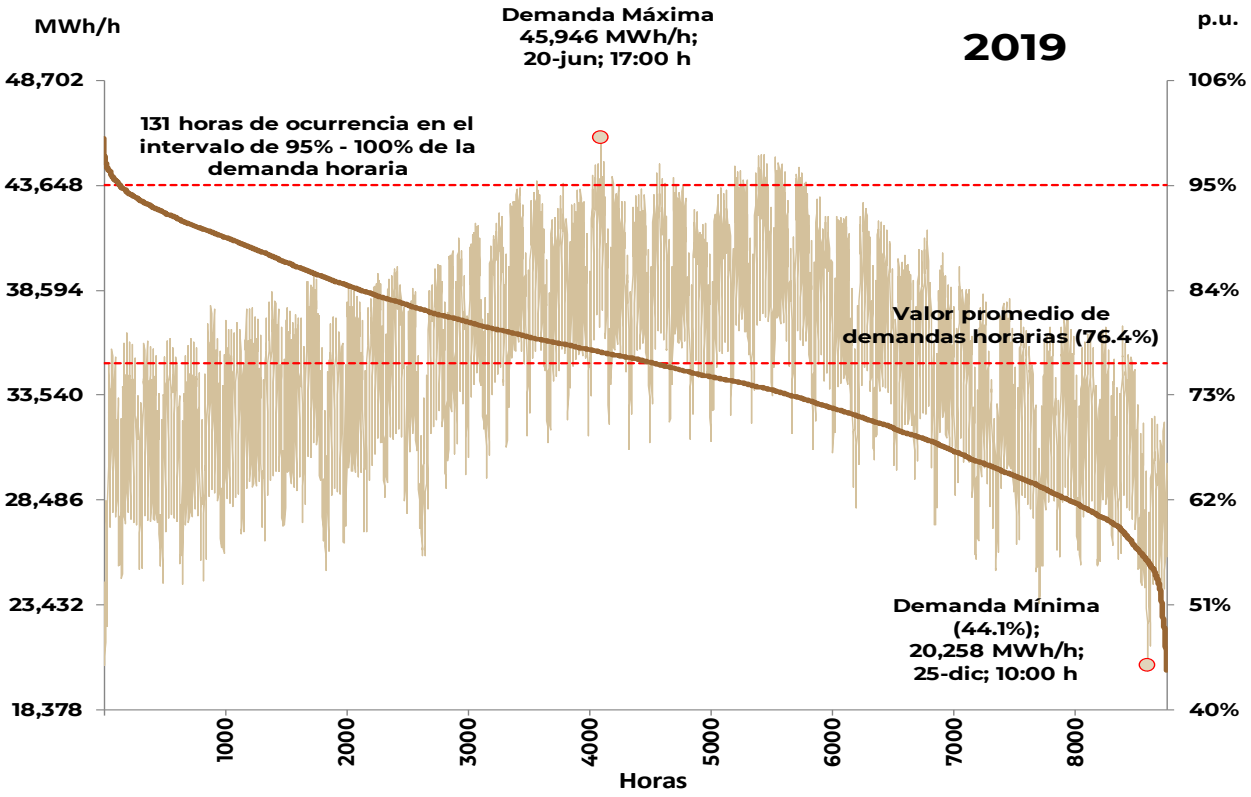
Cuadro 6.4.2. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y SEN 2019

Sistemas	Demandas Máximas 1/		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN 2/ MWh/h
SEN 2/	48,808			
SIN	45,946	1.7%		
Baja California	2,887	0.8%		2,395
Baja California Sur	536	7.2%		443
Mulegé	30	1.5%		23
Gerencias de Control Regional				
Central	8,754	-0.6%	8,265	8,265
Oriental	7,923	4.3%	7,319	7,319
Occidental	10,096	-2.7%	9,846	9,846
Noroeste	5,310	11.6%	4,372	4,372
Norte	4,851	4.6%	4,675	4,675
Noreste	9,707	5.5%	9,343	9,343
Peninsular	2,246	9.0%	2,126	2,126

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 carga de referencia del SIN 2019 son las siguientes: se concentran 131 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 44.1% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.4% —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 y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en la Figura 6.4.3. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

Figura 6.4.3. Curva de carga del SIN 2019



Generación Distribuida 2019

La generación distribuida (GD)[16] se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades 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.

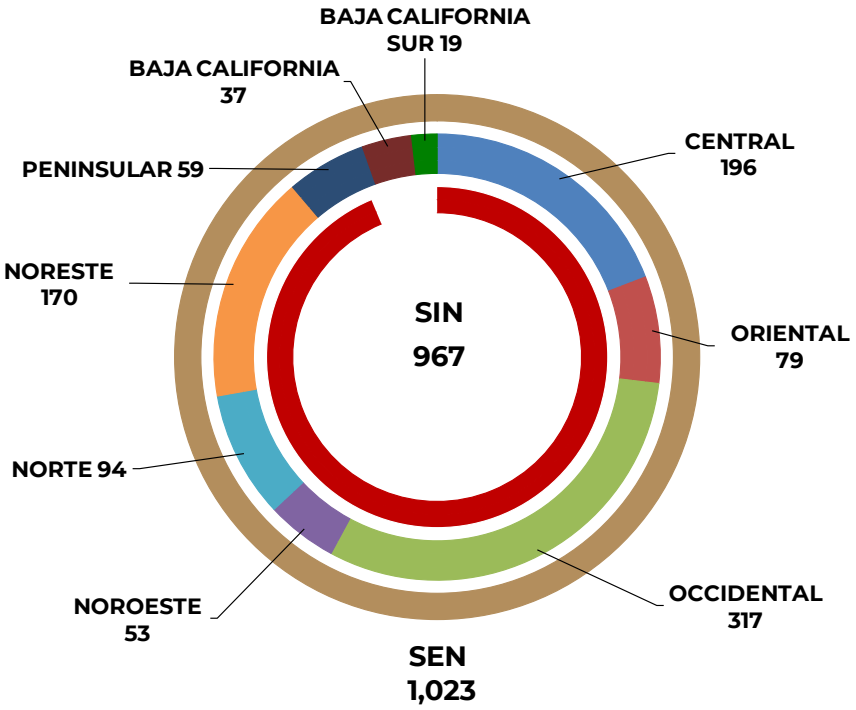
La aportación de la GD-FV al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de insolación. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes centrales del SEN — se evitan emitir emisiones de bióxido de carbono equivalente al medio ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas técnicas en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los centros de carga locales.

En 2019 el 99.4% de la GD instalada es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registró de más de 145 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del

[16] 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 interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.

orden de 1,023 MW[17] en el SEN, en 2019 fue instalada una capacidad de 334 MW que generaron 337 GWh de energía eléctrica, en la Figura 6.4.4 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 31.9% y en menor porcentaje se encuentran Baja California y Baja California Sur con 3.6% y 1.8%, respectivamente.

Figura 6.4.4. Generación distribuida fotovoltaica acumulada del SIN y SEN 2019



Entorno Económico 2019

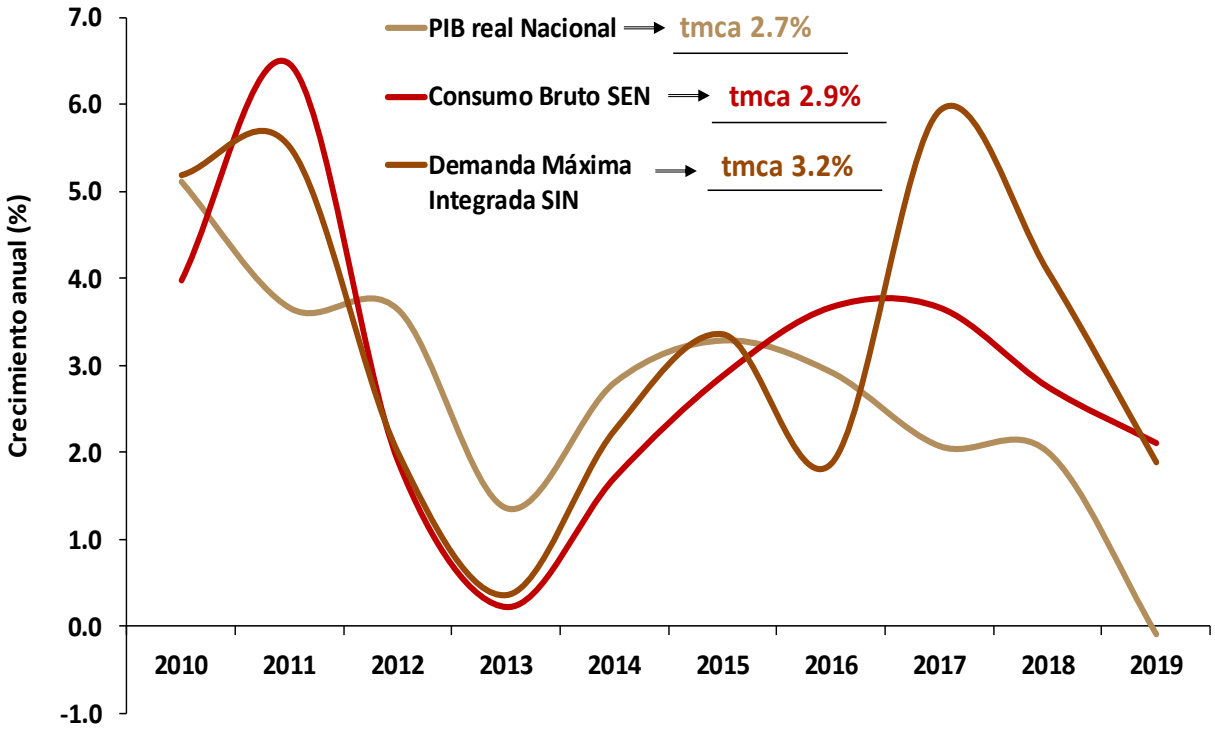
Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2019, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 19.3 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 7.3%[18], 100 puntos base menos en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 2.8%[19], dos puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2018 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo[20] se vendió en promedio en 55.5 dólares por barril, es decir, tuvo un decremento de 9.8% con respecto al año anterior.

El Producto Interno Bruto (PIB) en 2019 presentó una variación interanual menor al año anterior[21], diversos factores coyunturales de índole nacional como internacional influyeron en el

[17] Comisión Reguladora de Energía, Generación Distribuida a junio 2020.
[18] Banco de México. 1) *Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A.*, para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF. 2) Tasa Objetivo.
[19] INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.
[20] SENER. Sistema de Información Energética.
[21] INEGI. Estimación Oportuna del Producto Interno Bruto en México, cifras originales durante el cuarto trimestre de 2019.

desempeño económico del país[22]. La industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 2.1%, tasa inferior a la registrada en 2018 de 2.7 por ciento. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 6.4.5 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

Figura 6.4.5. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2010 - 2019



Escenario Macroeconómico 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

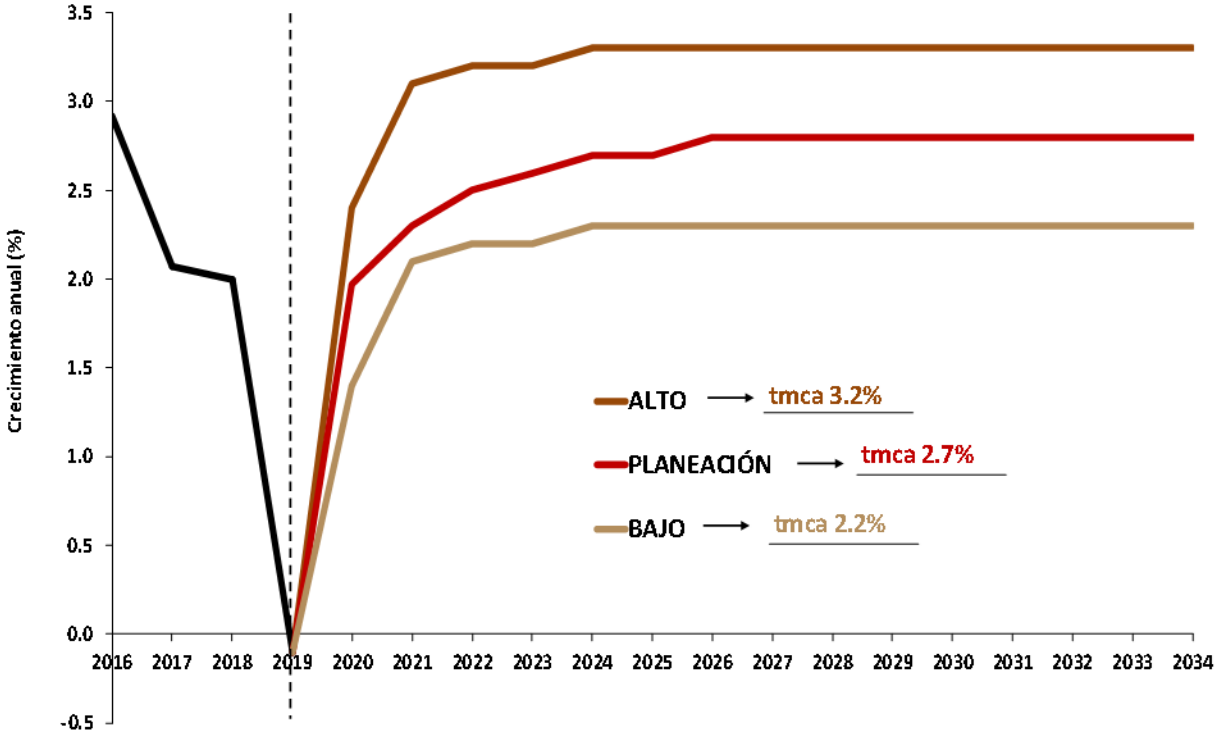
El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.5.1 en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son menores a las estimadas en el ejercicio 2019 — 2033 para los escenarios de Planeación y Bajo, se consideraba un crecimiento promedio de 2.8% y 2.4%, respectivamente y para el escenario Alto la tmca presenta la misma previsión de 3.2 por ciento.

En el periodo 2020 — 2034, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.4%, el sector Industrial 2.7% y el sector Servicios lo hará en 2.6 por ciento. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2034, el sector Agrícola represente el 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los

[22] Banco de México. Resumen Ejecutivo del Informe Trimestral julio – septiembre 2019.

Servicios integrarán el 30.2% y 66.5%, respectivamente.

Figura 6.5.1. Escenarios del Producto Interno Bruto Nacional 2020 – 2034



Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2020 — 2034

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.

El pronóstico de la población para 2020 — 2034 considera una tmca de 0.8%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 127.1 millones a 141 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.1%, al pasar de 45.2 millones a 52.8 millones en 2034.

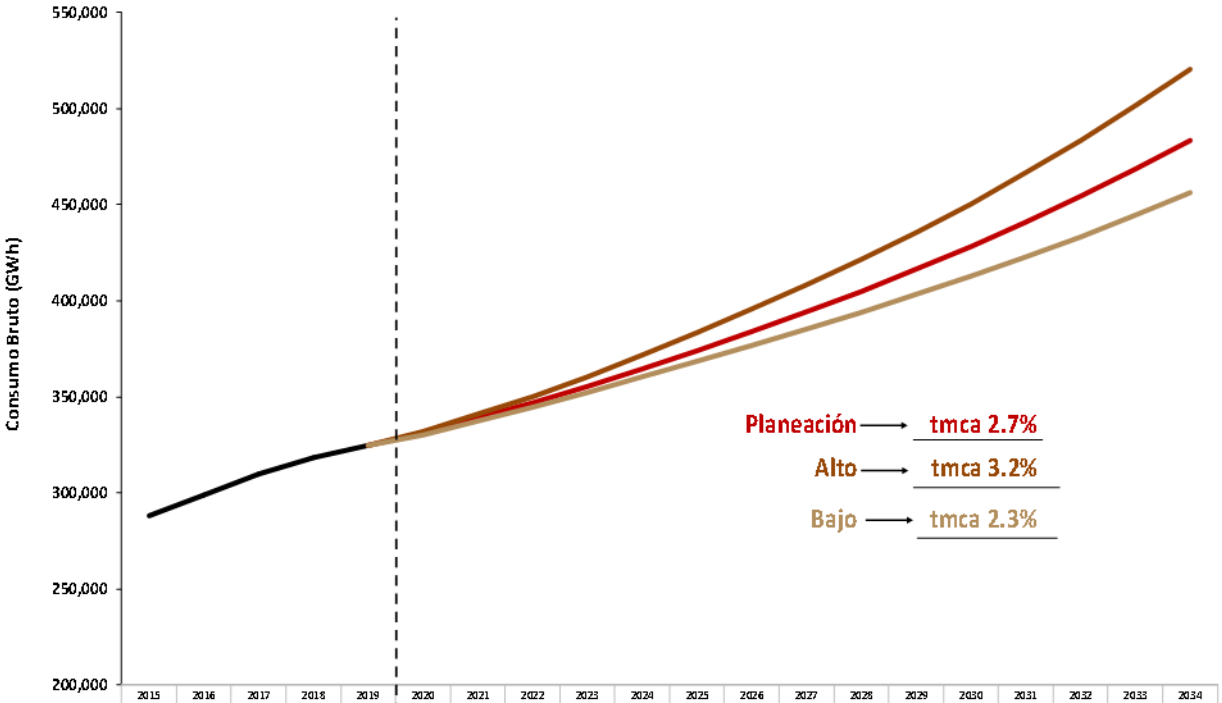
Consumo bruto 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

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 2020 — 2034, 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 a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de

electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores (centrales de generación 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 54.3% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.7% restante—. En la Figura 6.7.1 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.7%, para el escenario Alto de 3.2% y el escenario Bajo 2.3%, en el mismo sentido, en el Cuadro 6.7.1 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

Figura 6.7.1. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2020 – 2034,
Escenarios de Planeación, Alto y Bajo



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planeación (GWh)	288,225	298,792	309,727	318,236	324,927	331,146	338,980	346,668	355,322	364,636	374,072	383,907	394,221	404,951	416,337	428,334	441,070	454,268	468,443	483,317
INCREMENTO (%)	2.9	3.7	3.7	2.7	2.1	1.9	2.4	2.3	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2
Alto (GWh)						331,842	340,771	350,026	360,621	371,908	383,508	395,589	408,271	421,498	435,641	450,615	466,593	483,314	501,335	520,386
INCREMENTO (%)						2.1	2.7	2.7	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8
Bajo (GWh)						330,339	337,430	344,438	352,260	360,494	368,583	376,903	385,402	394,078	403,197	412,792	422,906	433,299	444,442	456,058
INCREMENTO (%)						1.7	2.1	2.1	2.3	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6

Cuadro 6.7.1. Pronóstico del consumo bruto por GCR 2020 – 2034, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	3.2	2.7	2.3
SIN	3.1	2.7	2.3
Central	1.9	1.6	1.3
Oriental	3.1	2.7	2.3
Occidental	3.6	3.0	2.5
Noroeste	3.0	2.6	2.4
Norte	2.9	2.5	2.2
Noreste	3.7	3.1	2.5
Peninsular	4.2	3.7	3.3
Baja California	3.8	3.2	2.7
Baja California Sur	4.2	3.5	3.0
Mulegé	4.1	3.7	3.3

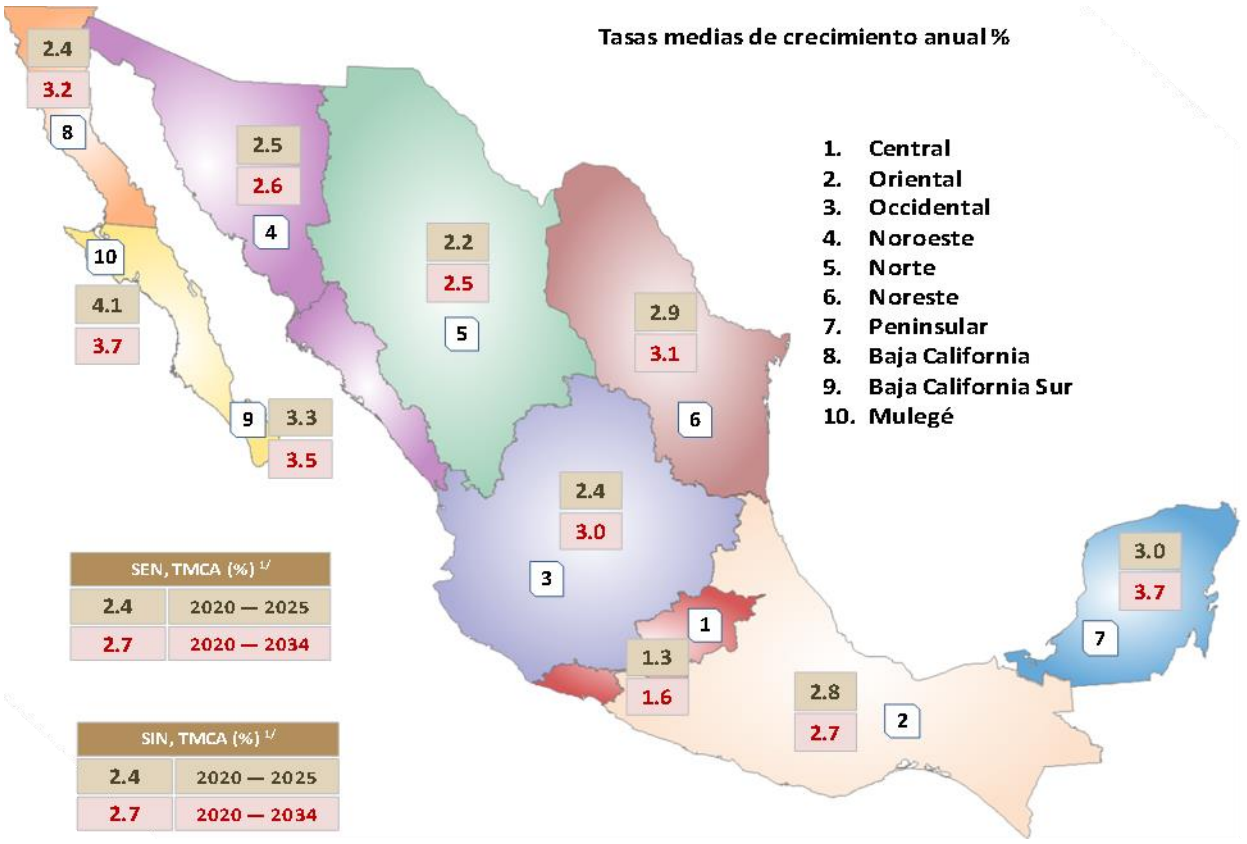
Consumo bruto regional (GWh) 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

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 el sistema Mulegé y en la GCR Peninsular con 3.7% cada uno, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 1.6 por ciento. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2020 —2025) se pronostica que el sistema Mulegé crecerá 4.1% y la GCR Central con 1.3% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 6.7.2 y Cuadro 6.7.2).

Cuadro 6.7.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2020 – 2034, Escenario de Planeación

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	61,309	52,601	70,741	25,559	29,296	59,422	14,197	14,907	2,945	168	313,126	331,146
2021	62,122	53,999	72,379	26,107	30,002	61,267	14,656	15,200	3,075	173	320,532	338,980
2022	62,904	55,477	74,110	26,758	30,683	62,793	15,084	15,519	3,160	179	327,810	346,668
2023	63,837	57,265	75,959	27,474	31,438	64,440	15,552	15,926	3,247	185	335,964	355,322
2024	64,710	59,227	77,974	28,201	32,168	66,406	16,055	16,365	3,340	190	344,741	364,636
2025	65,711	61,091	80,155	28,870	32,915	68,275	16,582	16,838	3,438	197	353,599	374,072
2026	66,767	62,959	82,459	29,595	33,694	70,161	17,166	17,356	3,546	204	362,801	383,907
2027	67,884	64,672	84,997	30,369	34,491	72,246	17,774	17,913	3,664	212	372,433	394,221
2028	69,034	66,315	87,754	31,168	35,332	74,364	18,451	18,522	3,792	219	382,418	404,951
2029	70,235	67,945	90,696	32,022	36,248	76,647	19,195	19,190	3,932	226	392,988	416,337
2030	71,489	69,632	93,826	32,916	37,201	79,052	19,987	19,913	4,083	234	404,104	428,334
2031	72,784	71,332	97,204	33,830	38,236	81,678	20,843	20,680	4,239	243	415,908	441,070
2032	74,128	73,038	100,734	34,788	39,278	84,364	21,791	21,491	4,403	251	428,123	454,268
2033	75,560	74,833	104,557	35,794	40,404	87,310	22,781	22,367	4,577	260	441,238	468,443
2034	77,036	76,730	108,591	36,841	41,613	90,341	23,847	23,291	4,756	270	455,001	483,317

Figura 6.7.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2020 – 2025 y 2020 – 2034, Escenario de Planeación

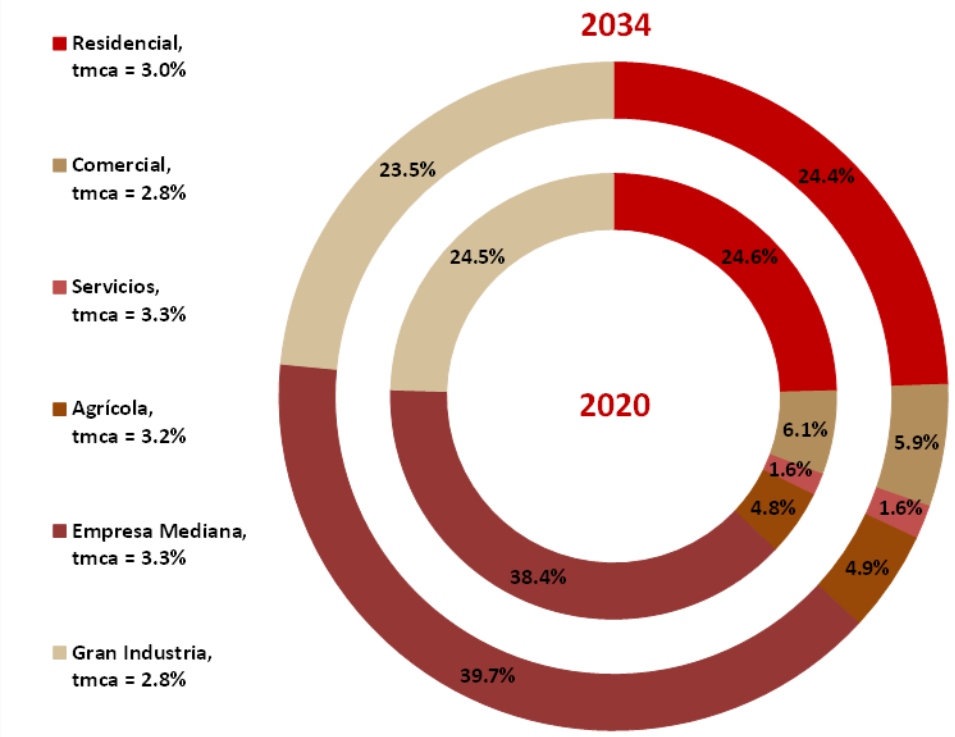


1/ tmca, año de referencia 2019.

Consumo final (GWh) 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.1% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% que se estimó para el PIB y el consumo bruto. El sector que supone un mayor incremento es la Empresa Mediana y Servicios con 3.3%, seguido del Agrícola y Residencial, con 3.2% y 3.0%, respectivamente. Para 2034, el sector predominante será la Empresa Mediana con 39.7% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 24.4%, seguido de la Gran Industria con 23.5% y el resto 12.4% —Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 6.8.1.

Figura 6.8.1. Consumo final del SEN 2020 y 2034,
Escenario de Planeación



Pérdidas de energía eléctrica 2020 — 2034

Las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un Sistema Eléctrico. Actualmente continua la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía 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 se toma del sistema sin que el medidor de energía 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 8.0 por ciento. En el Cuadro 6.9.1 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía neta del sistema en el 2020, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0% de la energía neta del sistema.

Cuadro 6.9.1. Pronóstico regional de pérdidas 2020 – 2034,
Escenario de Planeación

Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	9,328	7,028	7,362	2,341	3,215	6,393	1,304	1,180	202	11	36,971	38,364
2021	8,508	6,601	7,149	2,314	3,097	6,217	1,309	1,202	212	11	35,195	36,620
2022	7,663	6,137	6,927	2,293	2,970	5,987	1,307	1,225	218	12	33,284	34,739
2023	6,463	5,440	6,549	2,247	2,764	5,623	1,294	1,256	223	12	30,380	31,872
2024	5,209	4,668	6,169	2,195	2,539	5,249	1,280	1,288	232	12	27,307	28,841
2025	5,288	4,816	6,342	2,249	2,599	5,399	1,322	1,320	239	13	28,015	29,587
2026	5,373	4,964	6,526	2,306	2,659	5,552	1,369	1,361	246	13	28,748	30,369
2027	5,462	5,099	6,727	2,363	2,724	5,719	1,417	1,405	255	14	29,512	31,186
2028	5,556	5,230	6,948	2,427	2,783	5,891	1,472	1,450	264	14	30,307	32,035
2029	5,652	5,359	7,185	2,491	2,848	6,079	1,531	1,503	274	15	31,144	32,936
2030	5,754	5,471	7,439	2,559	2,925	6,271	1,595	1,558	285	15	32,015	33,873
2031	5,860	5,607	7,702	2,618	3,006	6,481	1,663	1,618	295	16	32,938	34,867
2032	5,970	5,734	7,985	2,695	3,080	6,700	1,739	1,679	307	17	33,903	35,905
2033	6,085	5,875	8,276	2,776	3,170	6,935	1,818	1,747	318	17	34,935	37,017
2034	6,207	6,024	8,601	2,859	3,262	7,171	1,904	1,820	331	18	36,027	38,195

Movilidad Eléctrica 2020 — 2034

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), dentro de los objetivos de la ENME se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO_2e (toneladas de bióxido de carbono) , así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor Calidad del aire[23].

Para el 2034, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario contempla la integración de alrededor de 3.46 millones de vehículos eléctricos[24], lo que significaría el 28.1% de los vehículos automotores que se estima se comercializaran en 2034. Se contempla un escenario de menor impacto de electromovilidad, el cual contempla la incorporación de 2.39 millones de vehículos eléctricos y el escenario con mayor impulso de electromovilidad el cual asciende a 4.82 millones de vehículos eléctricos.

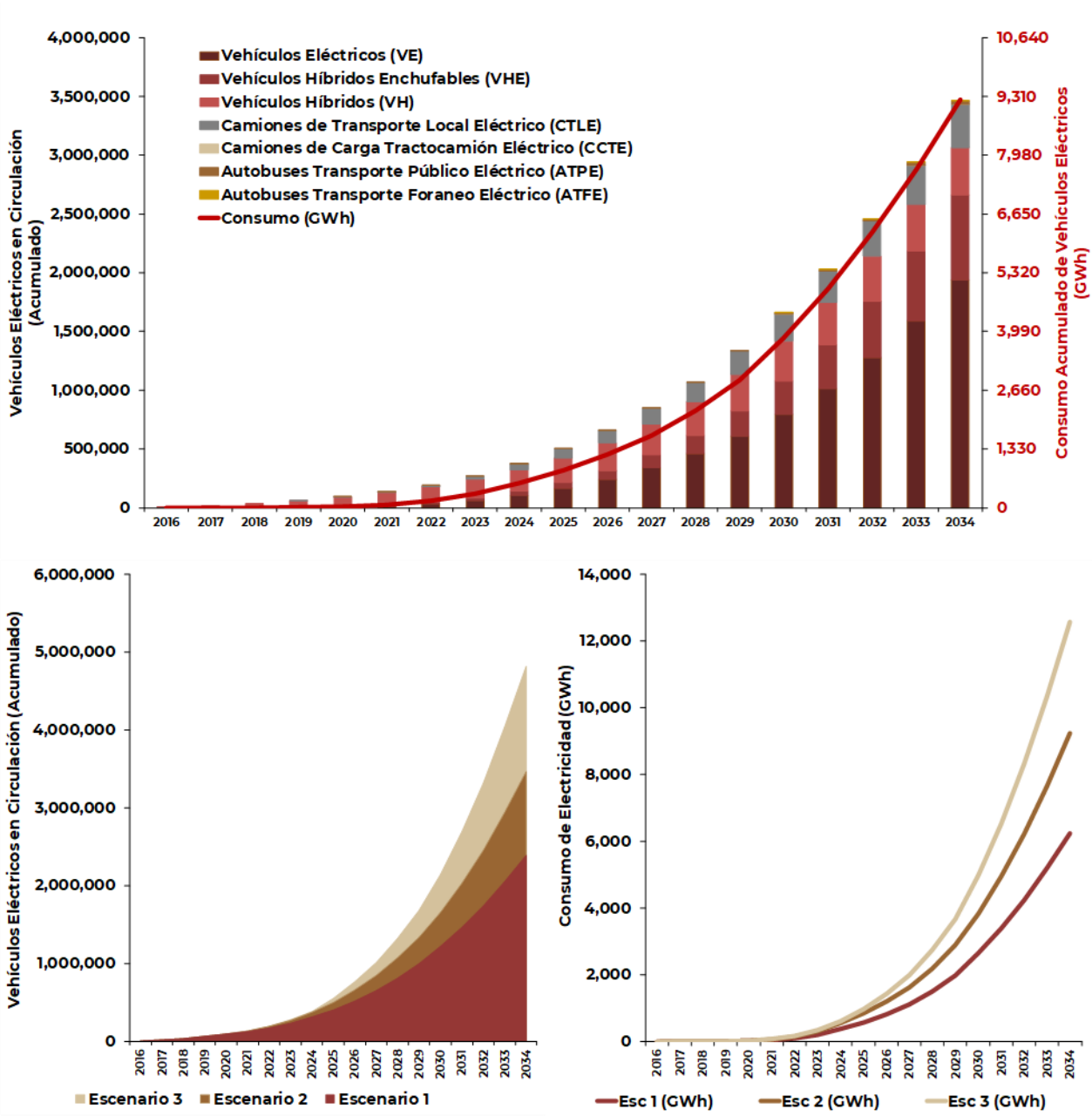
La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2034 estaría desagregada de la siguiente manera: 56% eléctricos, 20.8% híbridos enchufables, 11.7% híbridos, 10.7% eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.01% de camiones de carga pesada y 0.04% autobuses

[23] Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

[24] Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 6.10.1.

Figura 6.10.1. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2034



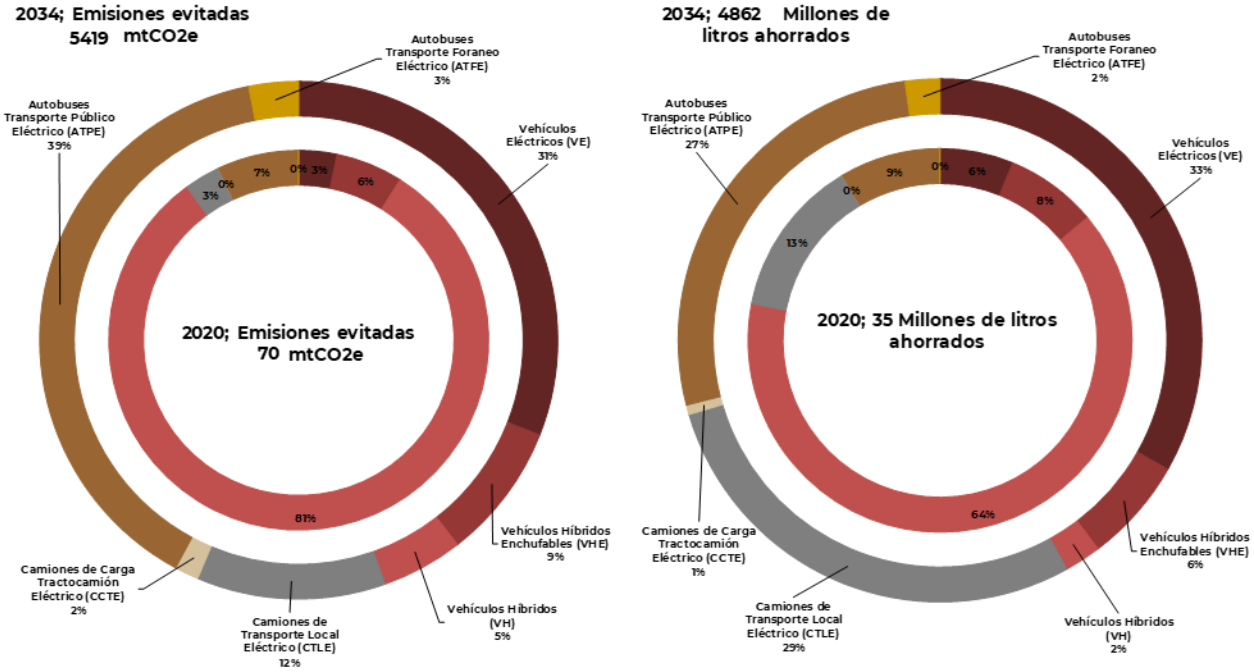
En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 34.0% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia. Se estima que en 2020 el consumo de electricidad sea de 22 GWh, la energía requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 9,238 GWh lo que representaría en 1.9% del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 1.4% y 2.4% cada uno respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2020-2034 con relación a las emisiones evitadas es que éstas pasen de 70 $mtCO_2e$ (miles de toneladas de bióxido de carbono) a 5,419 $mtCO_2e$, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 35 millones de litros ahorrados pasen a 4,862 millones como se muestra en la Figura 6.10.2. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2034 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 3,851 $mtCO_2e$ y 7,166 $mtCO_2e$ cada uno respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles este se ubica en 3,418 y 6,324 millones de litros de combustible.

Referente a la Electromovilidad de Transporte Público en México, se mencionan los principales proyectos del transporte público en los próximos años. Ampliación del Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey con la línea 3, así como la tercer línea de tren ligero de Guadalajara, la ampliación del Sistema de Transporte Colectivo Metro, obras nuevas como el Tren Interurbano México-Toluca, Tren Chalco-Los Reyes (La Paz), la conectividad del Nuevo Aeropuerto Internacional de Santa Lucia, se estima que las ampliaciones de nuevas líneas del Metrobús sean con autobuses eléctricos, la renovación del parque vehicular del trolebús a 2024 con 500 trolebuses y su ampliación gradual, todos ellos en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y el magno proyecto del Tren Maya en la península de Yucatán.

El consumo eléctrico de la electromovilidad del transporte público en 2020 se ubica en 673 GWh y se estima llegue el consumo a 1,859 GWh al final del horizonte, lo que equivale al 0.4% del consumo bruto del SEN.

Figura 6.10.2. Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2020 y 2034



Demanda Máxima 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

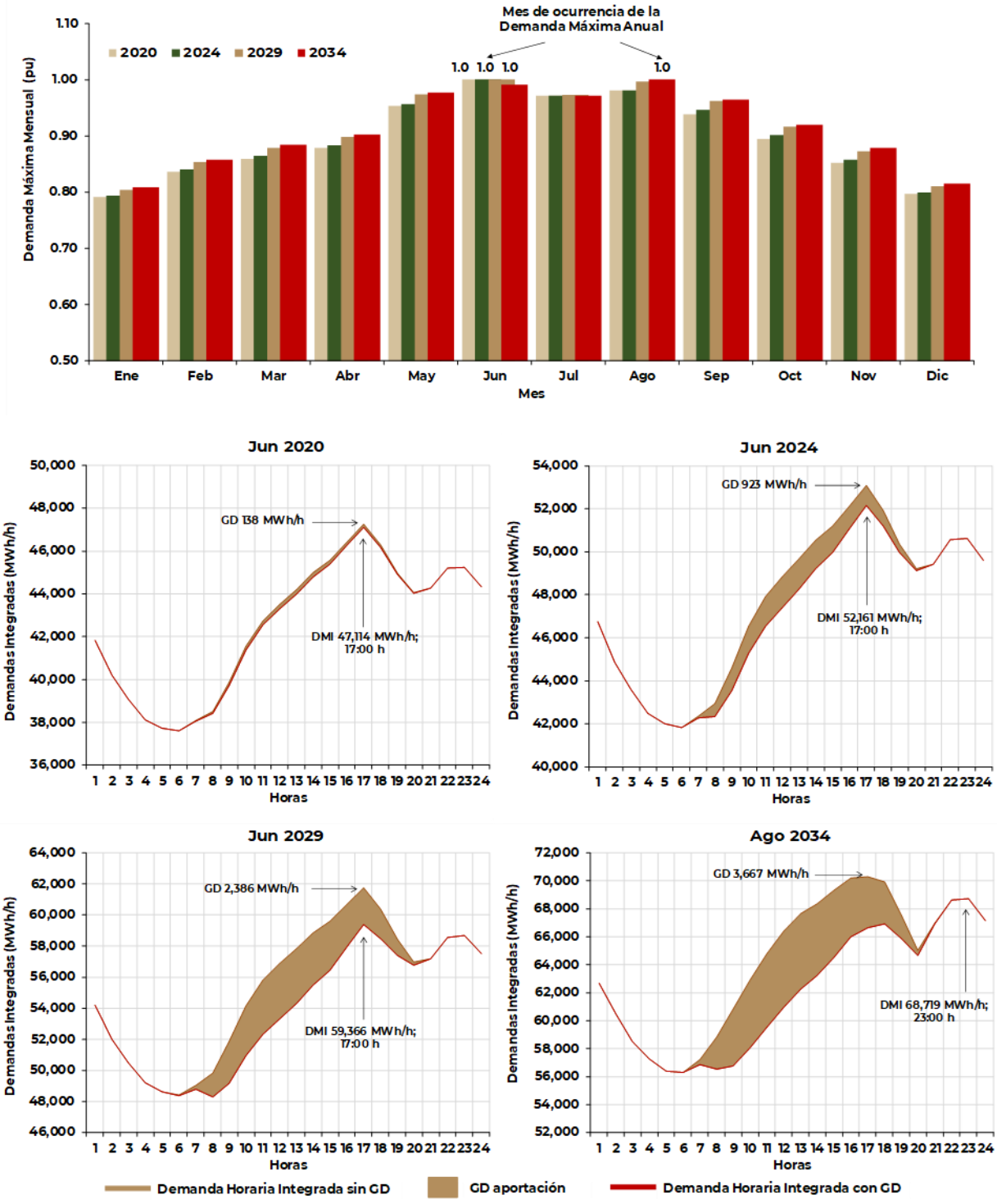
Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada e instantánea, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años.

Históricamente la demanda máxima 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 6.11.1, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2020, 2024, 2029 y 2034. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte este comportamiento cambia 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.

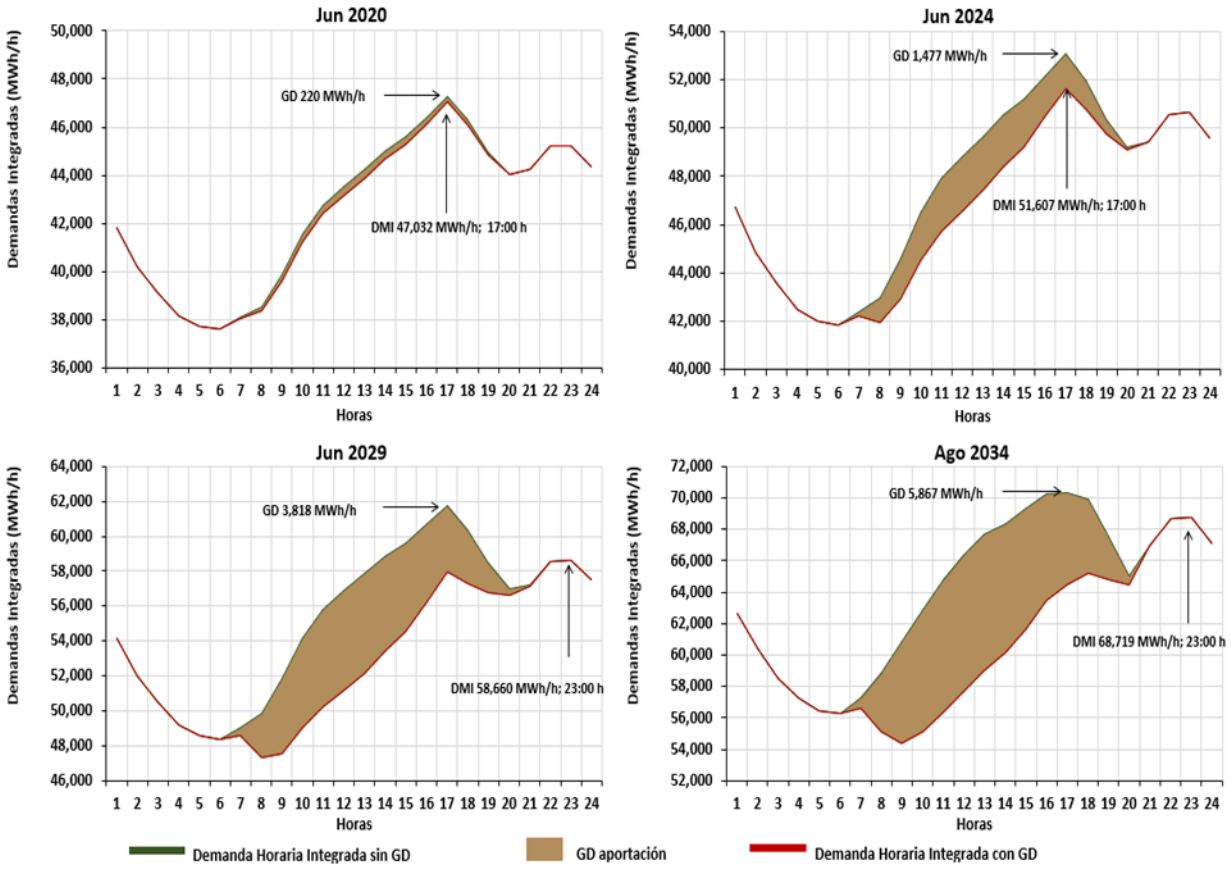
Para 2024 se espera que la capacidad instalada acumulada en el SEN de GD fotovoltaica alcance 2,777 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en 7,972 MW instalados. Dicha GD aportará una demanda coincidente cercana a 3,667 MWh/h en la máxima integrada de la tarde (17:00 h) del SIN, con lo cual se desplaza la demanda máxima anual de la tarde a la noche (22:00 a 23:00 h) a partir del 2030 hasta el 2034, dicho efecto se observa en la Figura 6.11.1.

Figura 6.11.1. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034,
Escenario de Planeación



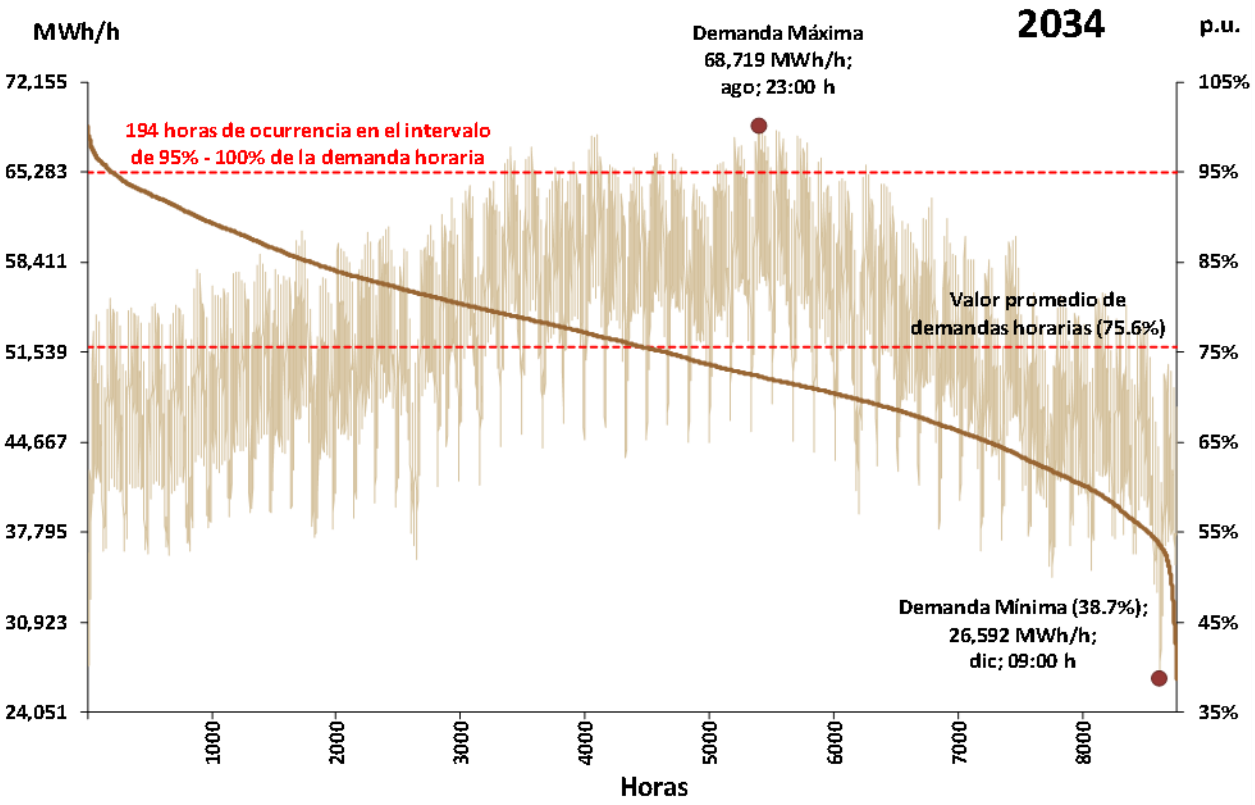
En la Figura 6.11.2 se proyecta un Escenario Alterno en el cual se consideran condiciones mucho más favorables para la incorporación de la GD, en este escenario se evalúa un incremento adicional de la capacidad instalada del orden del 60.0% con respecto al escenario original, por lo que se observa que para los años 2029 y 2034 el impacto de la participación de la GD desplaza la demanda máxima anual de la tarde a la noche.

Figura 6.11.2. Impacto de la Generación Distribuida Fotovoltaica en la ocurrencia de la demanda máxima anual del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034, Escenario Alterno



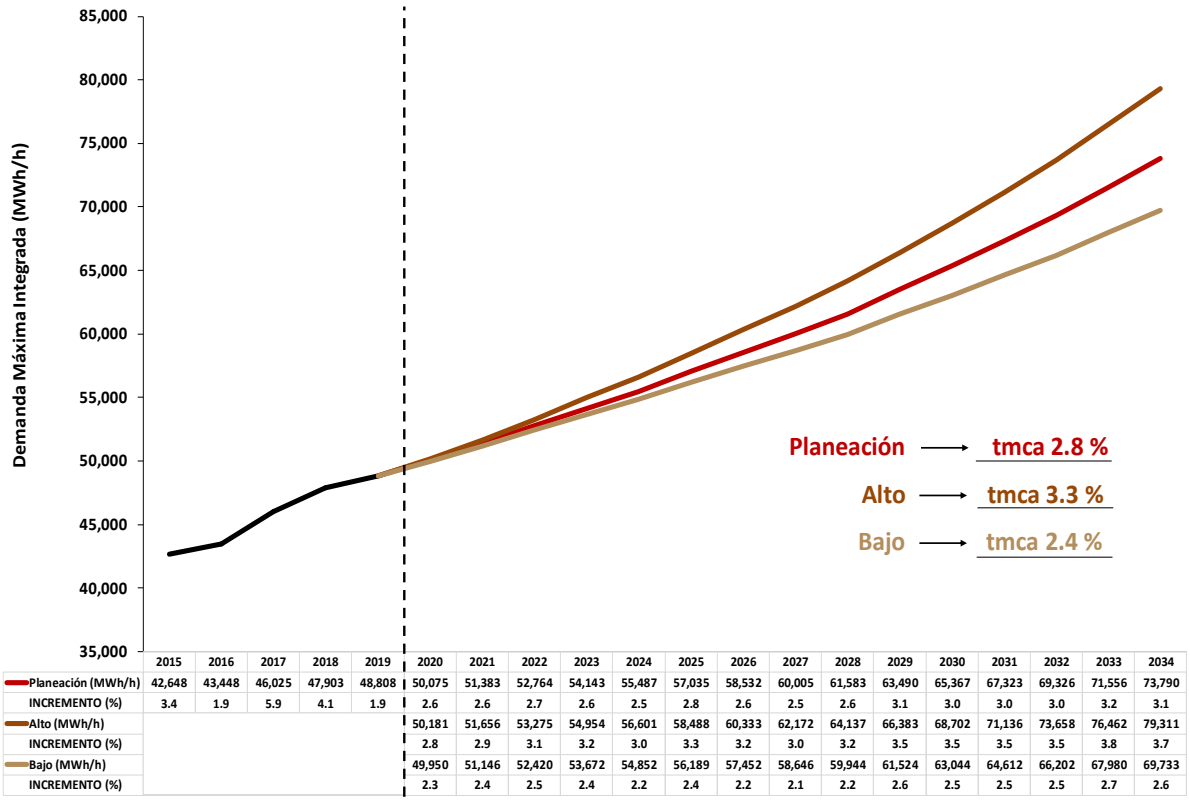
Las características de la curva de carga en 2034 del SIN se estima serán: una concentración de 194 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presentará al 38.7% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 75.6% —factor de carga—. 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 del sistema, como se muestra en la Figura 6.11.3.

Figura 6.11.3. Curva de carga del SIN 2034



De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.8% para el horizonte de Planeación, 3.3% para el escenario Alto y 2.4% para el escenario Bajo. En la Figura 6.11.4 se presentan los crecimientos del SEN y en el Cuadro 6.11.1 se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.11.4. Pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN[1/] 2020 – 2034, Escenario de Planeación, Alto y Bajo



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planeación (MWh/h)	42,648	43,448	46,025	47,903	48,808	50,075	51,383	52,764	54,143	55,487	57,035	58,532	60,005	61,583	63,490	65,367	67,323	69,326	71,556	73,790
INCREMENTO (%)	3.4	1.9	5.9	4.1	1.9	2.6	2.6	2.7	2.6	2.5	2.8	2.6	2.5	2.6	3.1	3.0	3.0	3.0	3.2	3.1
Alto (MWh/h)						50,181	51,656	53,275	54,954	56,601	58,488	60,333	62,172	64,137	66,383	68,702	71,136	73,658	76,462	79,311
INCREMENTO (%)						2.8	2.9	3.1	3.2	3.0	3.3	3.2	3.0	3.2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.8	3.7
Bajo (MWh/h)						49,950	51,146	52,420	53,672	54,852	56,189	57,452	58,646	59,944	61,524	63,044	64,612	66,202	67,980	69,733
INCREMENTO (%)						2.3	2.4	2.5	2.4	2.2	2.4	2.2	2.1	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.7	2.6

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.11.1. Pronóstico de la demanda máxima integrada por GCR 2020 – 2034, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

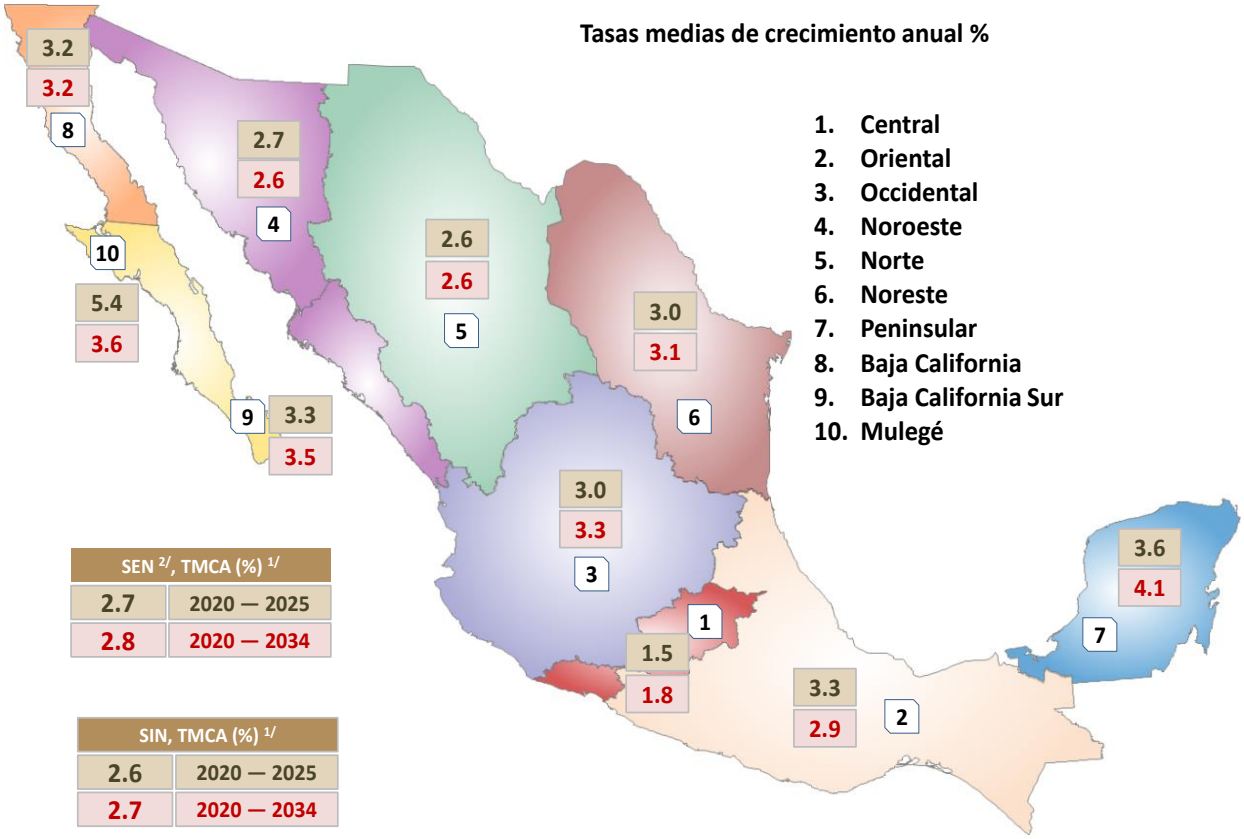
Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN[1/]	3.3	2.8	2.4
SIN	3.2	2.7	2.3
Central	2.1	1.8	1.5
Oriental	3.4	2.9	2.6
Occidental	3.9	3.3	2.8
Noroeste	3.0	2.6	2.4
Norte	3.0	2.6	2.3
Noreste	3.7	3.1	2.5
Peninsular	4.5	4.1	3.7
Baja California	3.9	3.2	2.7
Baja California Sur	4.1	3.5	2.9
Mulegé	4.0	3.6	3.2

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2020 — 2034, condiciones previas a la Contingencia Sanitaria

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.11.2, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN. En la Figura 6.11.5 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2020 — 2025 y 2020 — 2034 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.1%, seguido del Sistema Mulegé con 3.6%, y la GCR con menor crecimiento es el Central con 1.8 por ciento. Para el mediano plazo 2020 — 2025 el sistema Mulegé, GCR Peninsular, Baja California Sur, Baja California y Occidental en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 1.5 por ciento.

Figura 6.11.5. Pronóstico Regional de la demanda máxima 2020 – 2025 y 2020 – 2034, Escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2019
2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.11.2. Pronóstico Regional de la demanda máxima integrada 2020 – 2034, Escenario de Planeación

Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN[V]
2020	8,850	8,191	10,377	5,475	5,004	10,023	2,326	2,997	558	34	47,114	50,075
2021	8,986	8,458	10,717	5,633	5,122	10,264	2,409	3,107	581	35	48,323	51,383
2022	9,129	8,740	11,044	5,793	5,286	10,565	2,492	3,222	598	37	49,607	52,764
2023	9,285	9,032	11,409	5,924	5,451	10,832	2,579	3,292	614	38	50,914	54,143
2024	9,430	9,341	11,648	6,097	5,534	11,221	2,675	3,402	632	39	52,161	55,487
2025	9,600	9,646	12,045	6,220	5,669	11,608	2,774	3,494	650	41	53,616	57,035
2026	9,778	9,950	12,460	6,397	5,806	11,879	2,883	3,599	670	42	55,010	58,532
2027	9,965	10,241	12,881	6,580	5,900	12,212	2,998	3,681	691	43	56,393	60,005
2028	10,158	10,516	13,340	6,771	6,079	12,547	3,125	3,811	715	44	57,850	61,583
2029	10,359	10,789	13,661	6,904	6,286	13,033	3,261	3,946	741	45	59,366	63,490
2030	10,564	11,070	14,191	7,072	6,415	13,393	3,406	4,093	769	46	60,907	65,367
2031	10,773	11,359	14,736	7,243	6,587	13,802	3,560	4,188	798	47	62,733	67,323
2032	10,987	11,641	15,299	7,468	6,766	14,187	3,728	4,341	828	48	64,561	69,326
2033	11,213	11,934	15,899	7,702	6,897	14,718	3,901	4,458	860	49	66,651	71,556
2034	11,440	12,252	16,352	7,846	7,145	15,262	4,086	4,613	893	51	68,719	73,790

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2020-2022

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 2020[25], la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 750 MW. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga son Occidental, Noreste, y Central, con el 37%, 29% y 13%, respectivamente.

La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2020-2022 equivale aproximadamente al 2% 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 62% de la capacidad de carga en fase de estudio corresponde a solicitudes nuevas y el 11% de la capacidad de carga contratada en estudios corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

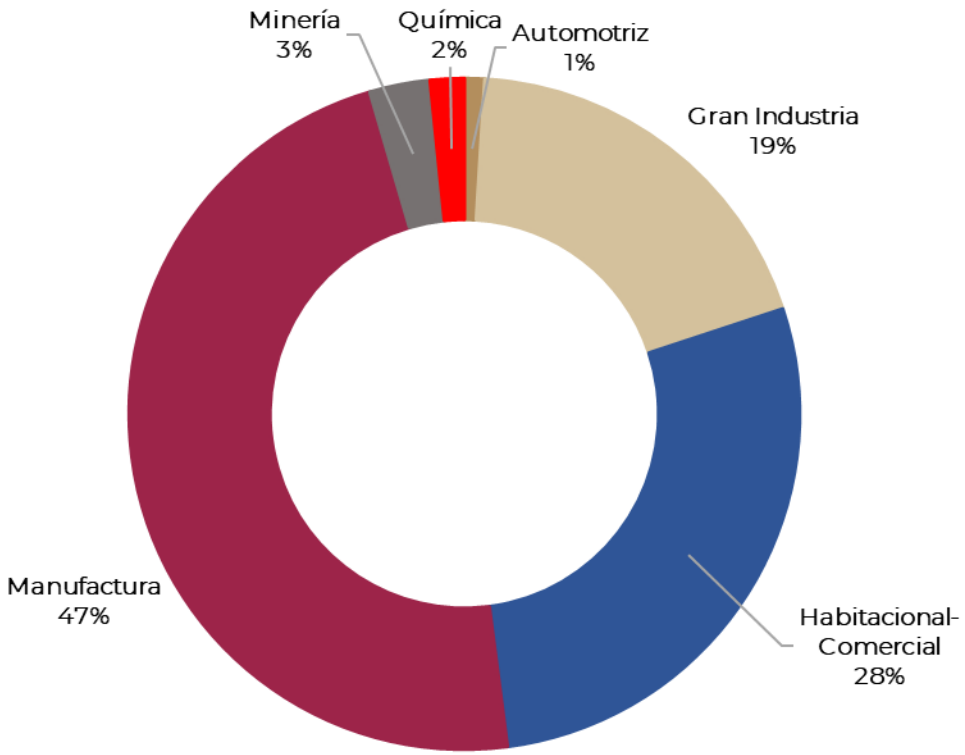
La Figura 6.12.1 muestra la segmentación por proceso de la capacidad de carga contratada en etapa de estudios de conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: manufactura superando el 47%, habitacional-comercial con el 28% y gran industria con el 19 por ciento.

Considerando los datos de las solicitudes de conexión mencionados en el párrafo anterior, para 2021 se

[25] SIASIC-CENACE, información a diciembre 2020.

podrían conectar al SEN más del 80% de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio; de los cuales aproximadamente el 50% de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como manufactura.

Figura 6.12.1. Segmentación por tecnología de Centros de Carga en proceso de estudio de conexión 2020 —2022



Impacto económico del COVID-19, Pronóstico de Demanda y Consumo 2020 — 2024 Contingencia Sanitaria

Antecedentes

El nuevo coronavirus SARS-COV2 y que provoca una enfermedad denominada como COVID-19 fue notificado por primera vez en Wuhan, China el 31 de diciembre de 2019 y ha infectado a más de 18.6 millones de personas en todo el mundo[26]. Aunque China fue el epicentro del brote, las infecciones se han extendido rápidamente por todo el mundo. Naciones, estados y municipios han emitido varias órdenes de "quedarse en casa" lo que ha reducido drásticamente la demanda de productos, transporte y servicios de energía.

El 29 de febrero de 2020, la Secretaría de Salud informa los primeros cuatro casos confirmados de COVID-19 en México[27], el 23 de marzo de 2020 comienza la Jornada Nacional de Sana Distancia que contempla la suspensión de actividades

[26] COVID-19 Dashboard by the Center for Systems Science and Engineering (CSSE) at Johns Hopkins University (JHU), consultado el 5 de agosto de 2020.

[27] Conferencia de Prensa Fase 1 – 29 febrero, 2020, Secretaría de Salud.

no esenciales de los sectores público, social y privado y la reprogramación de eventos masivos hasta el 19 de abril.

El 24 de marzo, México entra en la Fase 2 de la pandemia, esto implica la existencia de casos cuyo origen no pudo ser rastreado y que no tienen antecedentes de viajes al extranjero, es decir, se trata de dispersión comunitaria. Dos días después, el 26 de marzo, el Gobierno Federal de México suspende las actividades no esenciales en la Administración Pública Federal y el 30 de marzo se declara Emergencia Sanitaria por el COVID-19 y se extiende la Jornada Nacional de Sana Distancia hasta el 30 de abril.

El 21 de abril de 2020, el subsecretario de Prevención y Promoción de la Salud, anunció el inicio de la Fase 3 por la epidemia de COVID-19 en México[28], entre las medidas aprobadas destaca: la extensión de la Jornada Nacional de Sana Distancia hasta el 30 de mayo, y ampliación hasta esa fecha, de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-COV2 en la comunidad, para disminuir la carga de enfermedad, sus complicaciones y la muerte por COVID-19 en la población residente en el territorio nacional.

Impacto global

La pandemia de COVID-19 representa un desequilibrio sin precedentes de la economía y el comercio mundial, ya que provoca una contracción de la producción y el consumo a nivel global.

A mediados de mayo, alrededor de un tercio de la población mundial seguía bajo confinamiento total o parcial. Aún no existe claridad en cuánto tiempo durará la actual crisis de salud ni en la magnitud en que la pandemia y las medidas de contención relacionadas afectarán al comercio mundial, las empresas, el comportamiento de los consumidores y la confianza de los inversionistas.

De acuerdo con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), hay tres grupos de sectores con pesos muy diferentes en el PIB que se verían afectados por las medidas de contención[29].

1. Los menos afectados: agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca.

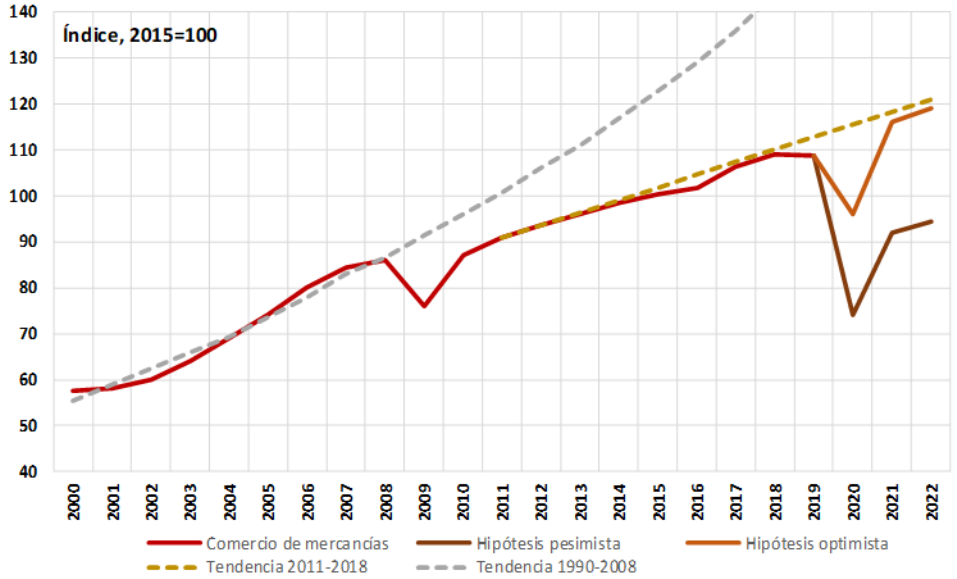
2. Los medianamente afectados: explotación de minas y canteras, industrias manufactureras, suministro de electricidad, gas y agua, construcción, intermediación financiera, inmobiliarias, servicios empresariales y de alquiler, administración pública, servicios sociales y personales.

3. Los más afectados: comercio al por mayor y al por menor, reparación de bienes, hoteles y restaurantes, transporte, almacenamiento y comunicaciones, servicios en general.

La Organización Mundial del Comercio (OMC) considera que el descenso económico provocado por esta crisis sanitaria será mayor que el desplome del comercio registrado en la crisis financiera mundial de 2008-2009[30] como se muestra en la Figura 6.13.1.

[28] Comunicados Secretaría de Salud – 21 abril, 2020.
[29] Informe Especial COVID-19, CEPAL, abril, 2020.
[30] Organización Mundial del Comercio, 855 Comunicado de Prensa, 08 abril, 2020.

Figura 6.13.1. Volumen del comercio mundial de mercancías, 2000 – 2022



El comercio mundial de mercancías sufrirá un descenso de entre el 13.0% y el 32.0% en el 2020 debido a la pandemia del COVID-19, este impacto será más significativo en sectores caracterizados por la complejidad de las cadenas de valor, como es el caso de los componentes electrónicos y la industria automotriz, por ejemplo.

En 2019, China exportó autopartes con un valor total de más de US$60 mil millones, según datos de aduanas registrados, lo que significa que alrededor del 80% de la producción mundial de automóviles involucra partes chinas. La industria automotriz depende en gran medida de las cadenas de suministro para las entregas justo a tiempo. Debido a la cuarentena y a los cierres prolongados de fábricas en China, se provocó una escasez de materiales y componentes para los fabricantes extranjeros, lo que indica una disminución del 14.0% en el mercado mundial de automóviles en el primer trimestre y la mayor de los últimos años[31].

Otros aspectos que diferencian la recesión generada por el COVID-19 de la crisis financiera de 2008-2009 son el papel de las cadenas de valor y el comercio de servicios. De acuerdo con la información registrada en la Base de Datos sobre el Comercio en Valor Añadido (TiVA) de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la proporción de valor añadido extranjero en las exportaciones de productos electrónicos se encontraba en torno al 10.0% en Estados Unidos de América, 25.0% en China y superaba el 50.0% en los casos de México, Malasia y Vietnam[32]. La gestión de los incidentes que pudieran ocurrir en la cadena de suministro es un reto tanto para las empresas internacionales como locales en el aseguramiento de la eficiencia económica por parte de cada empresa.

[31] TrendForce Presents Comprehensive Analysis of COVID-19 Outbreak's Impact on Global High-Tech Industry, febrero, 2020.

[32]Organización Mundial del Comercio, 855 Comunicado de Prensa, 08 abril, 2020.

El Sector Servicios es uno de los más afectados directamente por el COVID-19 debido a la imposición de restricciones al transporte y a la movilidad de personas, así como el cierre de establecimientos minoristas, hoteles y restaurantes.

El índice de actividad empresarial de servicios globales de JP Morgan registró que la actividad comercial, los nuevos pedidos y nuevos pedidos de exportación en la economía global de servicios se contrajeron a tasas récord. En marzo, este índice cayó a 37.0 por debajo del 41.7 registrado en febrero, para mantenerse por debajo de la marca neutral de 50.0 puntos por segundo mes consecutivo, lo que indica una recesión grave[33]. Sin embargo, en el mes de junio, el índice se ubicó en 48.0 y en julio en 50.5 lo que se interpreta como un signo de recuperación derivado de una mejora en la producción.

La OCDE estima una caída en el Producto Interno Bruto (PIB) mundial de 6.0% durante 2020, pero en caso de presentar una segunda ola de contagios, la caída podría llegar a ser del 7.6 por ciento. Se espera que el PIB se contraiga en casi todos los países en 2020, aunque con una variación significativa entre ellos resultado de sus diferentes circunstancias.

En algunos países se trabajaron hasta 10 veces menos horas, en comparación con los primeros meses de la crisis financiera de 2008. Se proyecta que el desempleo alcanzará casi el 10.0% en los países de la OCDE para fines de 2020, frente al 5.3% a fines de 2019, y llegará al 12.0% en caso de que golpee una segunda ola pandémica. No se espera una recuperación del empleo hasta después de 2021. Las mujeres y los jóvenes se encuentran entre los grupos poblacionales más vulnerables ante la crisis del COVID-19 debido a que tienen trabajos no calificados y menos seguros y están altamente representados entre los trabajadores de las industrias más afectadas por la crisis, como el turismo y los restaurantes[34].

Demanda global de energía

El sector de la energía ha desempeñado un papel vital en el apoyo a la prestación de servicios de salud, el trabajo a distancia y muchas otras necesidades. Sin embargo, como muchos otros sectores, se ha visto fuertemente afectado por la crisis de COVID-19.

Durante el primer trimestre de 2020 se presentó una reducción del 3.8% en la demanda mundial de energía en comparación con el primer trimestre de 2019 como consecuencia de la reducción en la actividad económica mundial y la movilidad. Para el 2020, se estima que la demanda mundial de energía caerá alrededor de un 6.0% en relación con 2019, eliminando de esta forma el crecimiento de la demanda de los últimos cinco años. Tal declive no se había visto en 70 años. Si los esfuerzos para frenar la propagación del virus y el reinicio de las economías son más exitosos, la disminución de la demanda de energía podría estar limitada a menos del 4.0 por ciento[35].

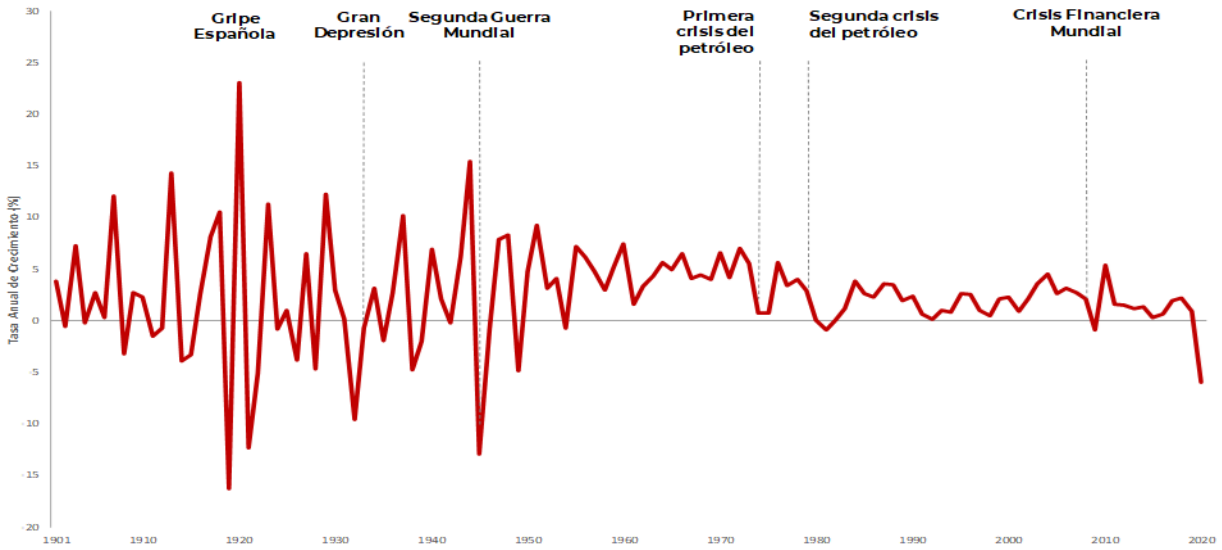
La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) prevé que alrededor del 8.0% de los 40 millones de empleos proporcionados directamente

[33] J.P. Morgan Global Composite PMI, 3 de abril y 5 de agosto de 2020.
[34] OCDE, Employment Outlook 2020, julio 2020.
[35] Global Energy Review 2020, The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO_2 emissions, International Energy Agency, abril, 2020.

por el sector energético están en riesgo o ya se han perdido. Se espera que las emisiones globales anuales de CO_2 caigan alrededor de un 8.0% en 2020[36].

En la Figura 6.13.2 podemos observar que el impacto por el COVID-19 en la demanda de energía mundial en 2020 puede ser siete veces mayor que el impacto de la crisis financiera de 2008 - 2009, en términos absolutos. Esta disminución es el equivalente a perder la demanda energética de la India, el tercer consumidor mundial de energía. La demanda de electricidad se prevé que caiga un 5.0% en 2020, la mayor caída desde la Gran Depresión en la década de 1930, asimismo, se espera que la demanda del carbón disminuya un 8.0% este año, la mayor cantidad desde la Segunda Guerra Mundial, incluso la demanda de gas natural caerá un 4.0% en el 2020 después de una década de crecimiento ininterrumpido. La única fuente de energía que se espera que crezca en 2020 son las energías renovables con un 5.0%, esto debido a los bajos costos operativos, su acceso preferencial en muchos sistemas de energía y el reciente crecimiento de la capacidad con nuevos proyectos que entrarán en funcionamiento en 2020.

Figura 6.13.2. Tasa de crecimiento en la demanda de energía primaria mundial, 1900 – 2020



Además del impacto inmediato en la salud de la población mundial, la crisis del COVID-19 tiene importantes implicaciones para las economías globales, el uso de energía y las emisiones de CO_2. De acuerdo con la IEA, a mediados de abril, diversos países estaban experimentando una disminución promedio del 25.0% en su demanda de energía semanal y en países con un confinamiento parcial presentaron una disminución promedio del 18.0 por ciento.

La demanda mundial de carbón fue una de las fuentes más afectadas, cayendo un 8.0% en comparación con el primer trimestre de 2019. Las tres razones

[36] International Energy Agency, Global Energy Review 2020, abril 2020 y Sustainable Recovery, junio 2020.

principales que originaron esta caída fueron que la República Popular de China, que es una economía basada en el carbón, fue el país más golpeado por el COVID-19 en el primer trimestre, el gas barato y el crecimiento continuo en las energías renovables en otros lugares desafiaron a esta fuente de energía, así como el clima templado también limitó el uso de carbón.

La demanda de petróleo también se vio fuertemente afectada, casi un 5.0% en el primer trimestre, principalmente por la reducción de movilidad y la aviación, que representan casi el 60.0% de la demanda del petróleo mundial. A finales de marzo, la actividad mundial de transporte por carretera era casi del 50.0% por debajo del promedio de 2019 mientras que la aviación registró un 60.0% por debajo.

El impacto de la pandemia en la demanda de gas fue más moderado, alrededor del 2.0%. Las economías basadas en el gas no sufrieron fuertes afectaciones en el primer trimestre de 2020.

Las energías renovables fueron la única fuente que registró un crecimiento en la demanda, impulsada principalmente por la mayor capacidad instalada y por la prioridad en su despacho. La demanda de electricidad se ha reducido significativamente como resultado de las medidas de confinamiento con marcados efectos en la matriz de generación. La reducción de la demanda de energía eléctrica es del orden del 20.0% en varios países que han establecido normas para la contingencia sanitaria, así como un notable crecimiento en la demanda residencial derivado por las reducciones de las actividades comerciales e industriales. Este abatimiento de la demanda durante varias semanas hace que la variabilidad entre el comportamiento de un día hábil y fines de semana sea mínima. Asimismo, las reducciones de la demanda han elevado la participación de las energías renovables en el suministro de electricidad de algunos países, ya que su producción no se ve afectada en gran medida por la demanda.

En cuanto a las inversiones en el sector energético, la IEA espera que 2020 experimenten su mayor caída registrada con una reducción de una quinta parte (casi $ 400 mil millones) en gastos de capital en comparación con 2019.

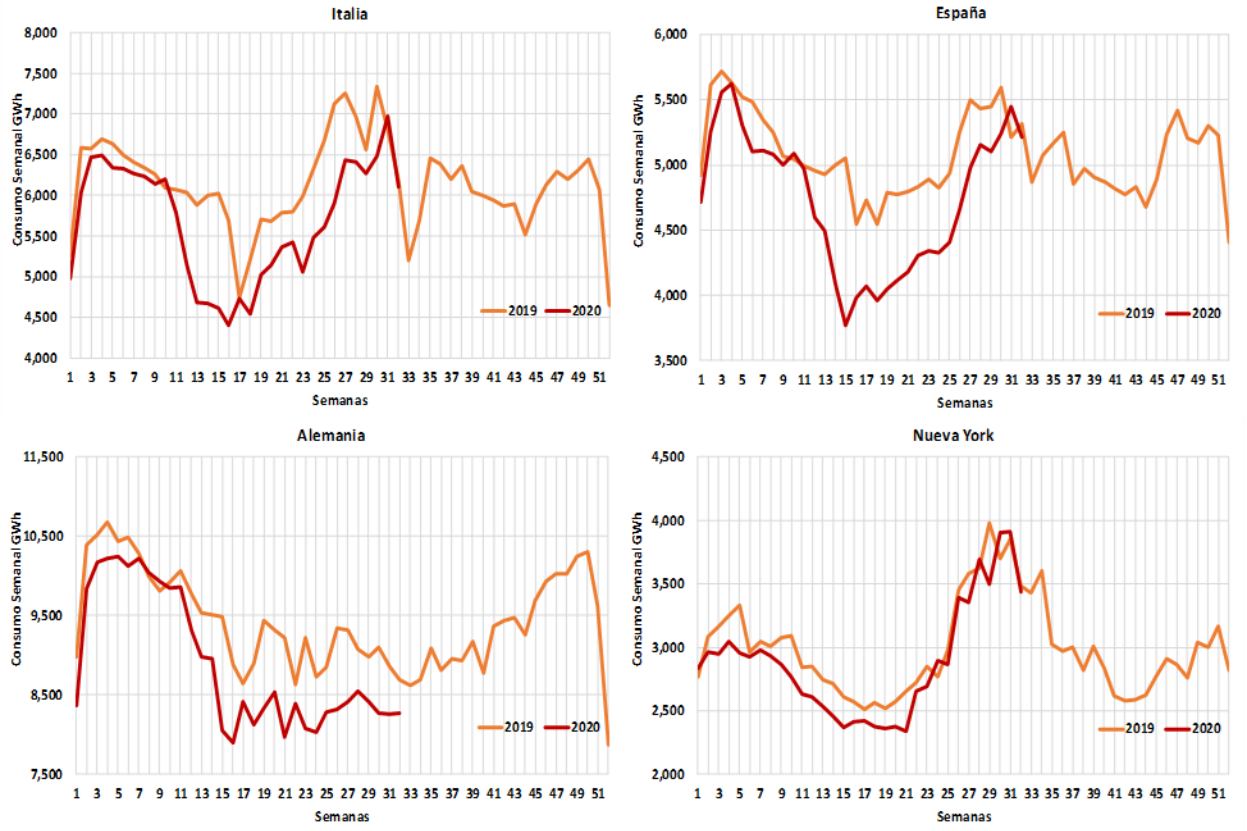
Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2020

Debido a la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, los gobiernos en el mundo han implementado medidas significativas para evitar la expansión de la pandemia. Estas medidas impactan fuertemente en el sector de energía, ya que la disminución de actividades comerciales y la desaceleración del aparato industrial ejercen una fuerte influencia en la magnitud de la demanda de energía eléctrica esperada.

Países como Italia, España y Alemania registraron una reducción de su consumo eléctrico acumulado hasta la semana 32 de 8.8%, 7.7% y 6.1% con respecto al mismo periodo del año anterior, mientras que, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó una disminución en su consumo del

4.7%[37] como se muestra en la Figura 6.13.3.

Figura 6.13.3. Panorama internacional: afectación por contingencia sanitaria al consumo (GWh) semanal

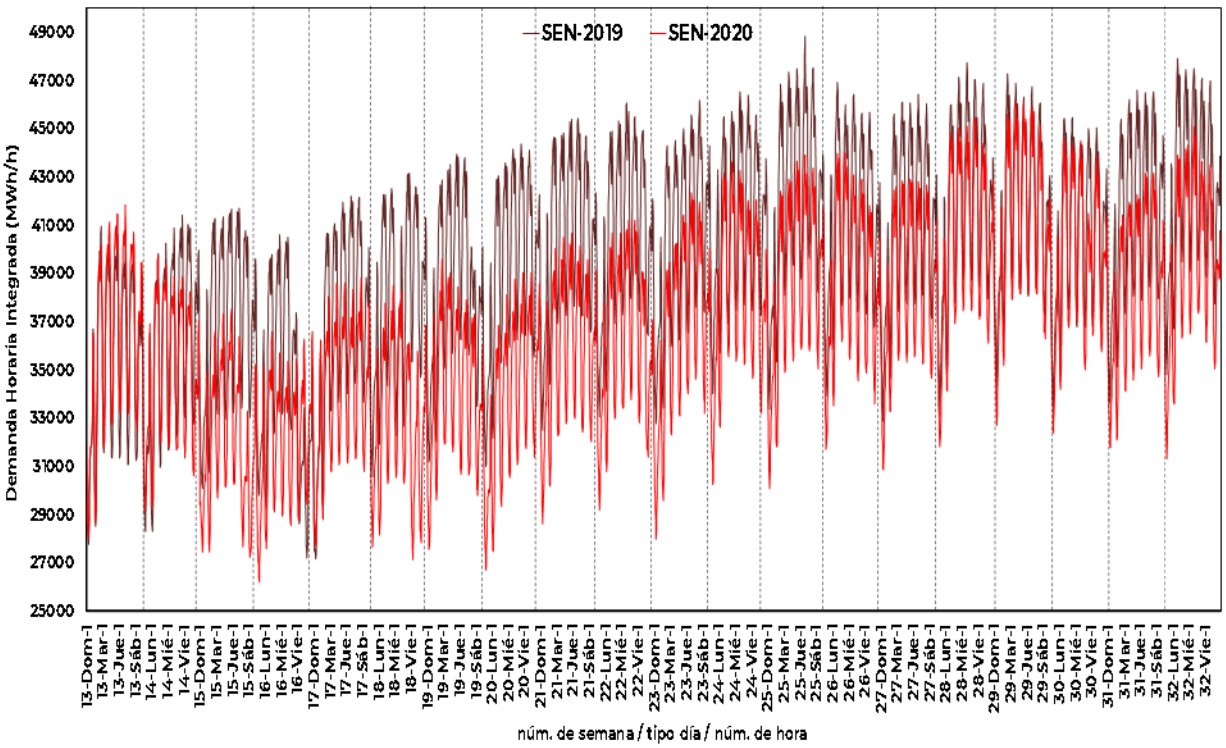


En el caso particular de México, el SEN hasta la semana 32 registró una reducción acumulada del 4.3% en su consumo eléctrico, con respecto al mismo periodo del año anterior.

En la Figura 6.13.4 se observa el impacto del COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A medida que el número de contagios va en aumento y la implementación de normas sanitarias se volvió más estricta, lo que invariablemente repercutió en las actividades tanto comerciales como industriales, provocando una caída significativa en el pico de demanda. Incluso se registran demandas máximas en días hábiles menores a la demanda máxima de un fin de semana del año anterior y en algunos casos la variación entre la demanda máxima de un día hábil y un fin de semana en los días de contingencia es mínima a diferencia del patrón habitual registrado en años anteriores.

[37] Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España y EUA – Nueva York, abril, 2020.

Figura 6.13.4. Comparativo del perfil horario de demanda del SEN por impacto del COVID-19, 2019 vs 2020



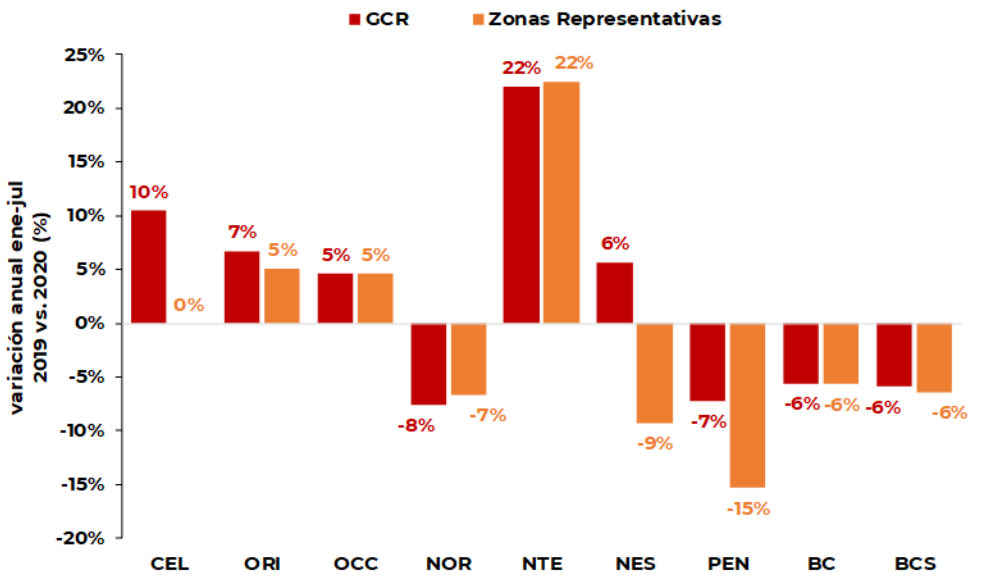
Es evidente que los efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica de la pandemia del COVID-19 se experimentarán de diferente manera entre los sectores de consumo que integran al SEN. Por ejemplo, en el caso del Sector Residencial se registró un consumo en el periodo de enero – julio de 2020 de 37,959 GWh[38]. Considerando que gran parte de la población ocupada se encuentre laborando bajo la modalidad de "teletrabajo" o "trabajo en casa", se espera que el consumo del Sector Residencial incremente cerca del 9.0 por ciento.

Por otra parte, en el desempeño del consumo del Sector Agrícola, las perturbaciones en las zonas más representativas han sido mínimas debido a que el suministro de alimentos ha sido adecuado y el mercado de este sector se ha mantenido estable. En la Figura 6.13.5 se presentan por GCR y las zonas más representativas (agrupado) el crecimiento o decremento en el consumo de electricidad para el riego agrícola durante el periodo enero-julio 2019 vs. 2020. Se identificó que la GCR Norte creció 22.0%, la Central 10.0% y la Oriental 7.0%. Noroeste y Peninsular, tuvieron reducciones de 8.0% y 7.0%, respectivamente (barras color rojo).

Se estima que para el 2020, el riego agrícola se mantenga constante debido al ciclo de riego agrícola, y que la GCR Norte conserve el crecimiento mostrado.

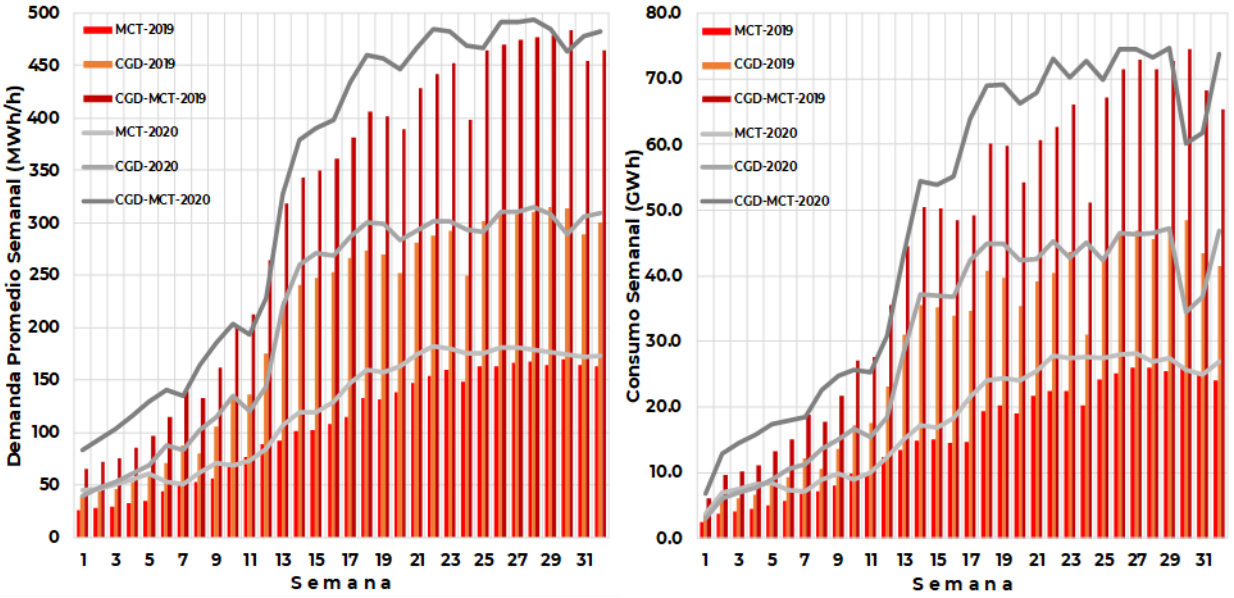
[38] Fuente: Total de ventas CFE, julio, 2020.

Figura 6.13.5. Desempeño del consumo de electricidad del Sector Agrícola (riego), 2019 vs 2020



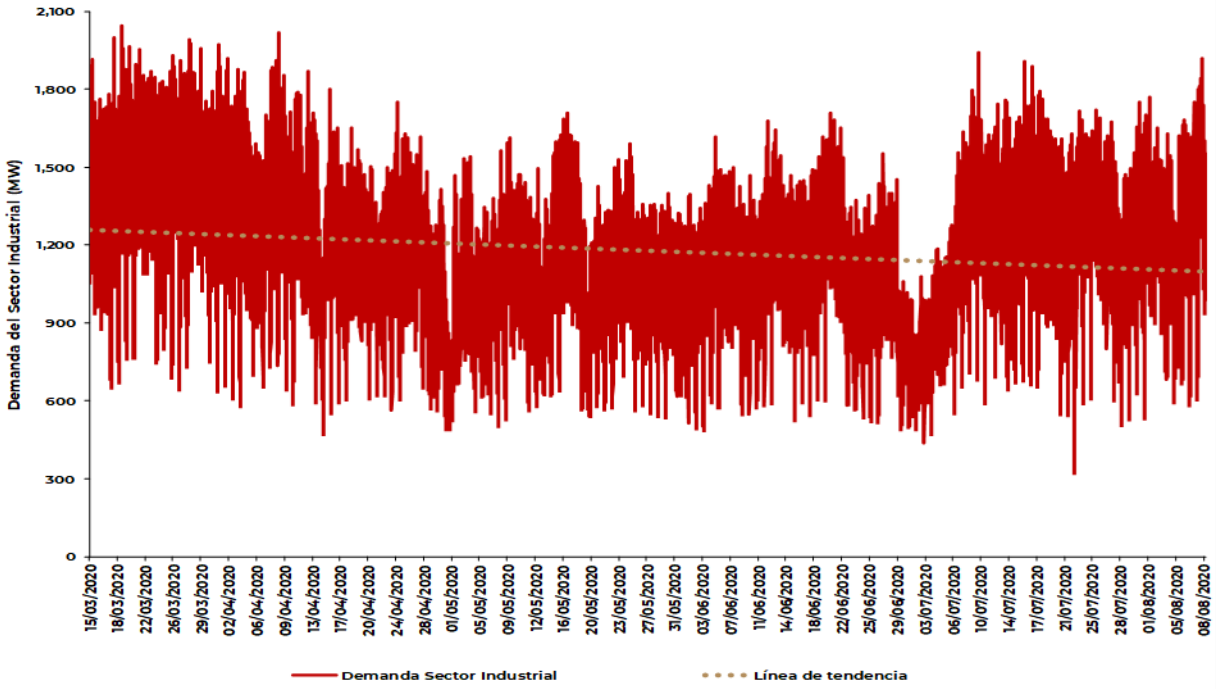
Dentro del SEN, la GCR Norte es la que presenta una mayor participación en el consumo del Sector Agrícola con respecto a las demás Gerencias, en donde las zonas agrícolas Casas Grandes y Moctezuma destacan por su contribución en el ramo. En la Figura 6.13.6 se observa el crecimiento gradual de la demanda en las últimas 32 semanas, presentando un incremento en la demanda y consumo de 2.1% y 8.3%, respectivamente, en comparación al año anterior.

Figura 6.13.6. Desempeño del Sector Agrícola (riego) GCR Norte, 2019 vs 2020



Si bien el comportamiento de demanda y consumo del Sector Industrial en México se caracteriza por presentar un patrón estable en el transcurso del año, el COVID-19 ha producido una desaceleración en su crecimiento, a partir de que la OMS declara al COVID-19 como una pandemia y simultáneamente con la aplicación de las primeras medidas preventivas aplicadas por el Gobierno de México. La demanda máxima registrada en ese periodo en los elementos más representativos del sector fue de 2,044 MW, pero, a medida que evolucionó la pandemia, la demanda paulatinamente presentó un descenso para posteriormente, mostrar una ligera recuperación a partir del mes de julio, pero aún sin sobrepasar los niveles máximos registrados cuando inició la contingencia sanitaria. En la Figura 6.13.7 se puede observar con más detalle el efecto del COVID-19 en la demanda de las principales compañías siderúrgicas del país, ubicadas en las GCR Central, Oriental, Occidental, Norte y Noreste.

Figura 6.13.7. Desempeño del Sector Industrial del SEN, marzo-julio 2020



Otros de los sectores que ha visto directamente impactado es el Sector Turismo. Este sector en México es uno de los más estratégicos para el desarrollo, pues una de las afectaciones más tangible se presenta en la tasa de ocupación de las plazas hoteleras del país. En la Figura 6.13.8 se presenta un análisis del comportamiento de la demanda durante la pandemia en las zonas turísticas más representativas del país como lo son: Acapulco, Cancún, Riviera Maya y Los Cabos.

Para el caso de Acapulco, se observa que, durante las primeras semanas del confinamiento, se comenzó a presentar una caída en la demanda que se extendió a periodos de afluencia turística muy importantes como la Semana Santa. A partir de julio se observa un repunte, lo que repercutió

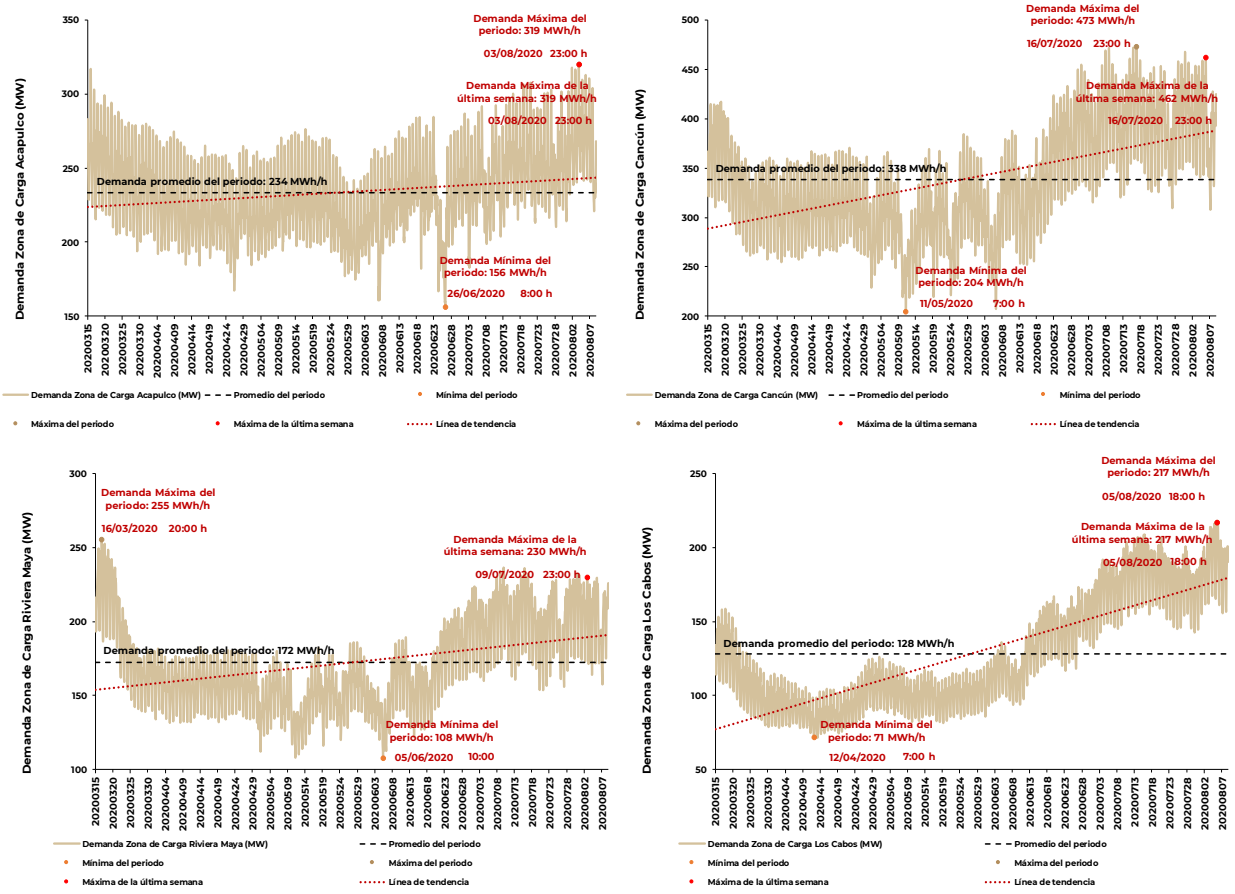
en que la demanda máxima del todo el periodo de análisis coincidiera con la demanda máxima de la semana 32, esto es 319.4 MWh/h.

En Cancún, durante el mismo periodo de estudio, se observa una recuperación de la demanda a partir de la segunda mitad de junio hasta alcanzar su demanda más alta el 16 de julio con un valor de 472.5 MWh/h. Durante la semana 32 la demanda máxima registrada fue de 461.6 MWh/h.

La Riviera Maya, al igual que Cancún, comenzó a mostrar una recuperación en la demanda a partir de la segunda quincena de junio, pero sin llegar a los niveles previos al inicio de la pandemia en el país. La demanda máxima del periodo de análisis se registró el 16 de marzo con 254.9 MWh/h mientras que, durante la última semana, fue de 229.8 MWh/h, esto representa una reducción del 9.8 por ciento.

En Los Cabos ocurre una situación similar a la presentada en Acapulco. La demanda máxima del periodo y la máxima de la semana 32 coincidieron el mismo día con un valor de 216.5 MWh/h, aunque la recuperación de la demanda en Los Cabos ha sido más marcada a partir del mes de junio comparada con Acapulco.

Figura 6.13.8. Desempeño de la demanda (MW) de las zonas turísticas más representativas del país, marzo-julio 2020

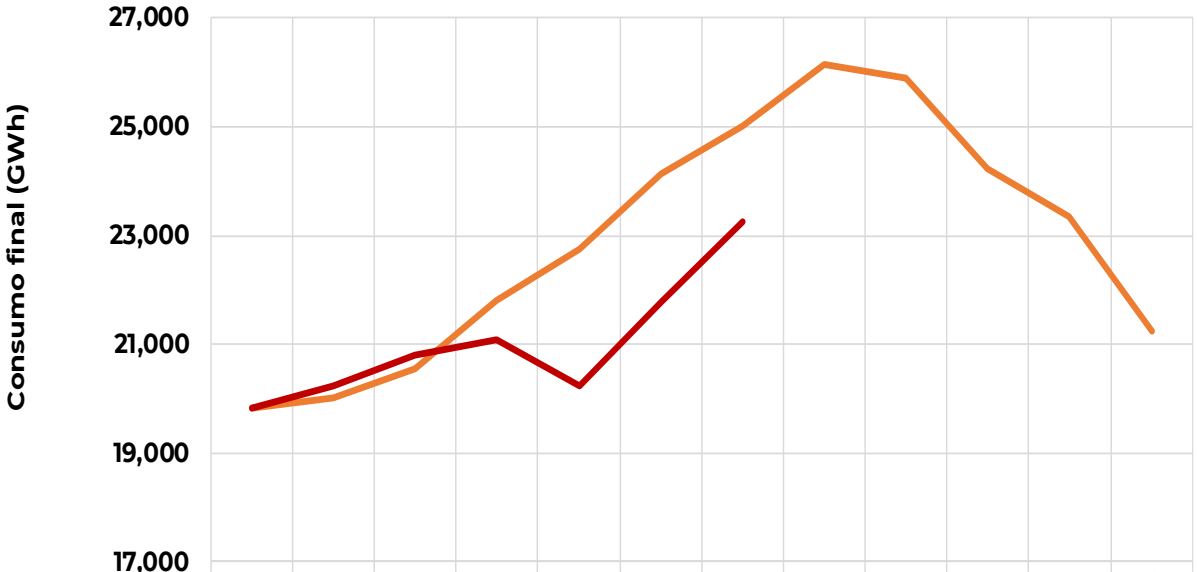


Efectos en el consumo final

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 I^2R 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 6.13.9 se observa que durante el primer trimestre se tenía un crecimiento promedio del consumo final de 0.8%, sin embargo, como consecuencia de la pandemia en abril se registró una reducción de -3.3% y en mayo de -11.1%, teniendo una ligera recuperación en junio con –9.8%, dando como resultado una disminución acumulada en el consumo final de -8.2% durante el segundo trimestre de 2020[39]. Para el mes de julio la caída del consumo fue de -7.1 por ciento.

Figura 6.13.9. Consumo final de energía eléctrica del SEN 2020 vs. 2019



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2019	19,821	20,015	20,542	21,804	22,748	24,117	25,024	26,155	25,898	24,223	23,342	21,227
2020	19,810	20,224	20,814	21,075	20,230	21,765	23,249					
Dif (%) 2020 vs. 2019	-0.1%	1.0%	1.3%	-3.3%	-11.1%	-9.8%	-7.1%					

A partir de abril se puede percibir de una forma más clara la influencia del confinamiento en el comportamiento del consumo final por sectores de consumo del SEN, como era de esperarse el sector Residencial presentó un incremento promedio del 10.1% durante el segundo trimestre de 2020

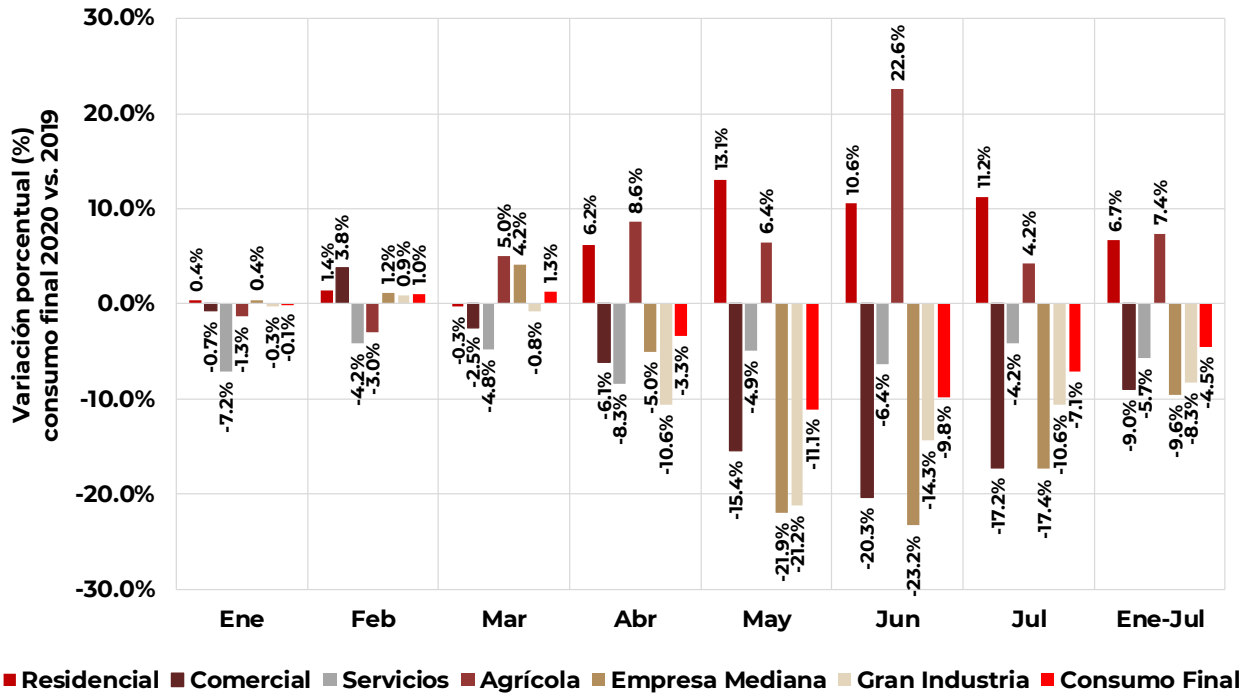
[39] La evolución del consumo de abril en los diferentes sectores se obtuvo con información preliminar en proceso de validación por la CFE.

frente al mismo periodo de 2019, como resultado de las medidas de contingencia sanitaria como "Quédate en Casa", así como por el teletrabajo realizado por parte de la población mexicana, mientras que para el mismo periodo los sectores de la Gran Industria, Empresa Mediana, Comercial y Servicios tuvieron una reducción promedio en su consumo final de -15.3%, -17.0%, -14.2% y -6.5%, respectivamente. Para el mes de julio el consumo final presentó una caída de -7.1% con respecto al año anterior, donde los sectores Residencial, y Agrícola presentaron alzas en su consumo.

De forma acumulada los primeros siete meses del 2020 se tiene una variación del consumo final del SEN de -4.5%, teniendo una mayor afectación los sectores Comercial, Empresa Mediana y Gran Industria con -9.0%, -9.6% y -8.3%, respectivamente, mientras que el Residencial y Agrícola presenta un incremento de 6.7% y 7.4 por ciento.

En la Figura 6.13.10 se muestran las variaciones mensuales en el consumo final por sector para el periodo de estudio, cabe resaltar que en los meses de mayo y junio se dieron los decrementos más grandes en especial en los sectores de Gran Industria y Empresa Mediana con -21.2% y -21.9% en mayo, y para junio de -14.3% y -23.2 por ciento. Por su parte el sector Servicios y Comercial redujeron su crecimiento a -15.4% y -4.9% durante el mes de mayo, mientras que para junio lo hicieron en -20.3% y -6.4%, respectivamente.

Figura 6.13.10. Variación porcentual mensual del consumo final por sector del SEN enero-julio 2019 vs. 2020



Impacto económico

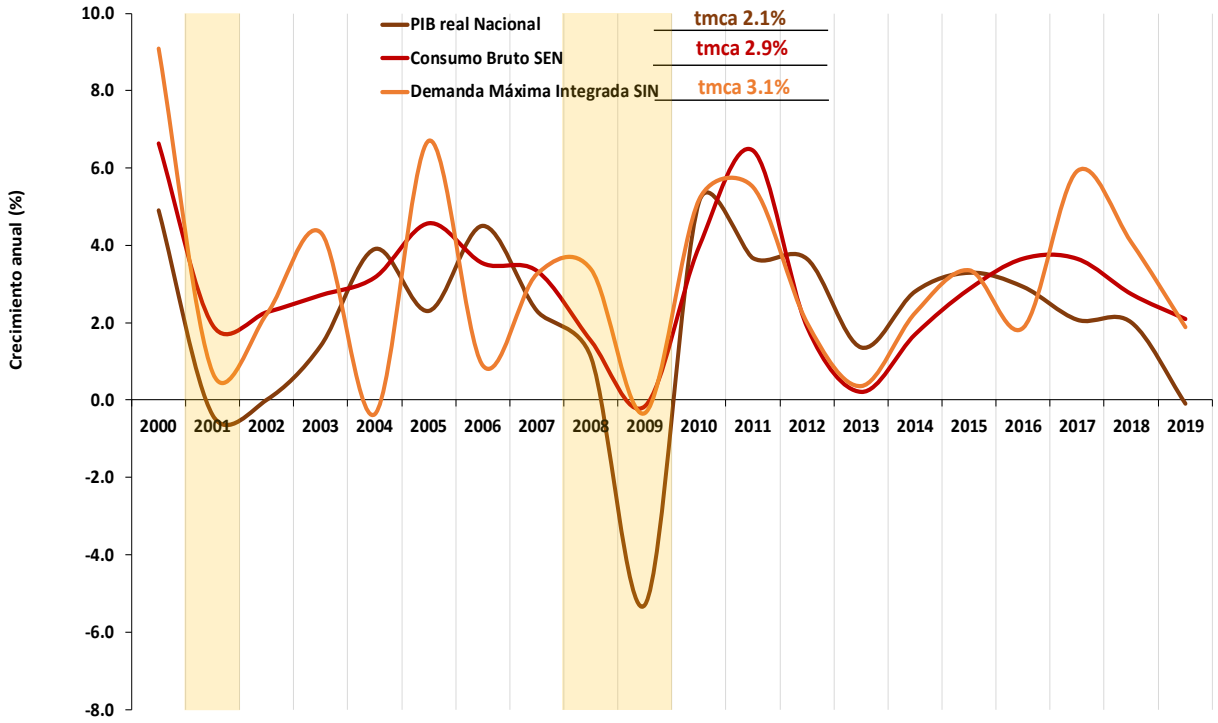
La relación de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), la demanda y consumo eléctrico se encuentran estrechamente relacionadas, en los últimos 20 años se han registrado tres fuertes crisis que han afectado el crecimiento económico y por lo tanto de la demanda de energía.

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 -0.3%, 1.9% y 0.7%, respectivamente.

En 2008 y 2009 se presentó la crisis inmobiliaria, ocasionada por la desaceleración de Estados Unidos, 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.

En 2019 – 2020, considerando las dos crisis analizadas en la gráfica de la Figura 6.13.11, se puede concluir que para 2020 se espera un decremento en la demanda y el consumo, debido a la correlación existente entre dichas variables con el PIB.

Figura 6.13.11. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, Consumo Bruto SEN y Demanda Máxima SIN 2000 — 2019



Con base en los comportamientos registrados en las dos anteriores crisis, el costo económico de la pandemia del COVID-19 puede ser severa, ya que durante el periodo de cuarentena implementado en el país se confirma

que la actividad económica disminuyó fuertemente, particularmente en determinados sectores. A continuación, se hace una breve descripción del impacto de estos efectos.

Sector Turismo: la Organización Mundial del Turismo (OMT) estima que las llegadas de turistas internacionales podrían reducirse entre un 20.0% y un 30.0% en 2020, representando una pérdida de entre 300 y 450 mil millones de dólares, cifra superior a la presentada en la crisis económica mundial de 2009. De acuerdo con la información del Barómetro de la OMT, en 2018 México se posicionó como el país número 7 por llegada de turistas internacionales (41.4 millones de turistas) y en el país número 16 por ingreso de divisas por turismo (22.5 miles de millones de dólares)[40]. El PIB turístico representó el 8.7% del PIB nacional, siendo el tercer generador de divisas.

Aun cuando 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 o, como en esta ocasión, debido a una pandemia. La Secretaría de Turismo informó que durante el primer semestre del presente año ingresaron al país 13 millones de turistas internacionales, lo que representa una disminución de 41.2%, comparado con el mismo lapso de 2019; en tanto que el ingreso de divisas fue de 5,786 millones de dólares, es decir, 51.5% menos que lo registrado el año pasado[41].

Sector Manufacturero: 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 julio en 4.5 por ciento. Las expectativas empresariales de las Industrias Manufactureras del mes de junio fueron de -3.1% y las de julio de -2.0%, lo que significa que los empresarios disminuyeron sus expectativas respecto a los mismos meses de año 2019. Sin embargo, también representan un aumento en comparación con los meses precedentes del 2020, ya que en abril y mayo las expectativas bajaron a -24.1% en abril y -17.3% en mayo.

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 -16.7% en términos reales en junio de 2020 con respecto a junio del año anterior, siendo el décimo séptimo descenso anual de forma consecutiva. Por componente la Minería disminuyó -5.2%, la Construcción cayó -26.1% al igual que las Industrias Manufactureras en -16.5%, mientras que la Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final retrocedió -13.3 por ciento.

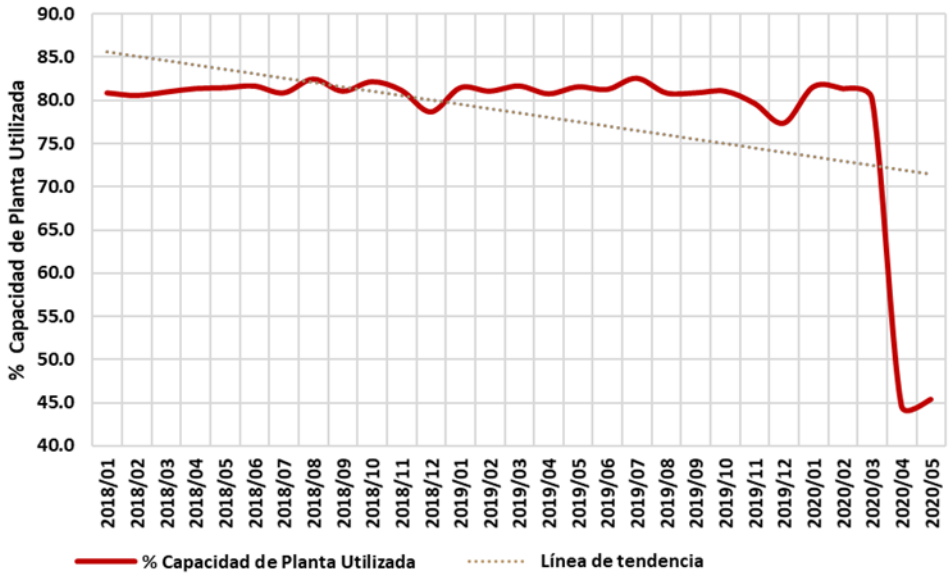
Por subsectores los más afectados fueron: Fabricación de prendas de vestir (-57.4%), la Fabricación de productos de cuero y piel (-55.8%), así como la Fabricación de insumos textiles (-51.2%). De forma acumulada, la producción industrial mostró una variación de -14.1%

[40] Fuente: Organización Mundial de Turismo (Panorama OMT de Turismo Internacional, mayo 2019. Años actualizados 2015-2017 y 2018.

[41] Secretaría de Turismo, Comunicado 084/ 2020. Resultados turísticos del primer semestre de 2020.

en términos reales en el primer semestre de 2020 respecto al mismo periodo de 2019. De acuerdo con la encuesta mensual de la industria manufacturera (EMIM) realizada por INEGI se observa una tendencia a la baja en los meses de 2020 del índice de capacidad de planta utilizada de las industrias manufactureras registradas[42]. En la Figura 6.13.12 se puede observar a mayor detalle el comportamiento de este indicador del periodo enero 2018 a mayo 2020 donde los meses de abril y mayo la capacidad utilizada está por debajo del 50 por ciento.

Figura 6.13.12. Porcentaje de la capacidad de planta utilizada de la industria manufacturera, 2018-2020



La inversión fija bruta[43] total disminuyó -39.7% en el mes de mayo. Por componente, la inversión en maquinaria y equipo cayó -46.7%, de la cual la inversión nacional descendió -56.0% y la importada -40.1 por ciento.

El Índice de Gerentes de Compras (PMI) de la Manufactura de México, representa el cambio en las condiciones de los negocios en la industria mexicana y consiste en una cuantificación de respuestas cualitativas. Para el caso de México, el PMI presentó valores inferiores a 50 puntos desde marzo, lo cual sugiere una disminución del sector manufacturero respecto al mes anterior. Por su parte, la CEPAL, prevé una caída de 6.5% en el sector manufacturero mexicano debido a la interrupción de las cadenas de valor.

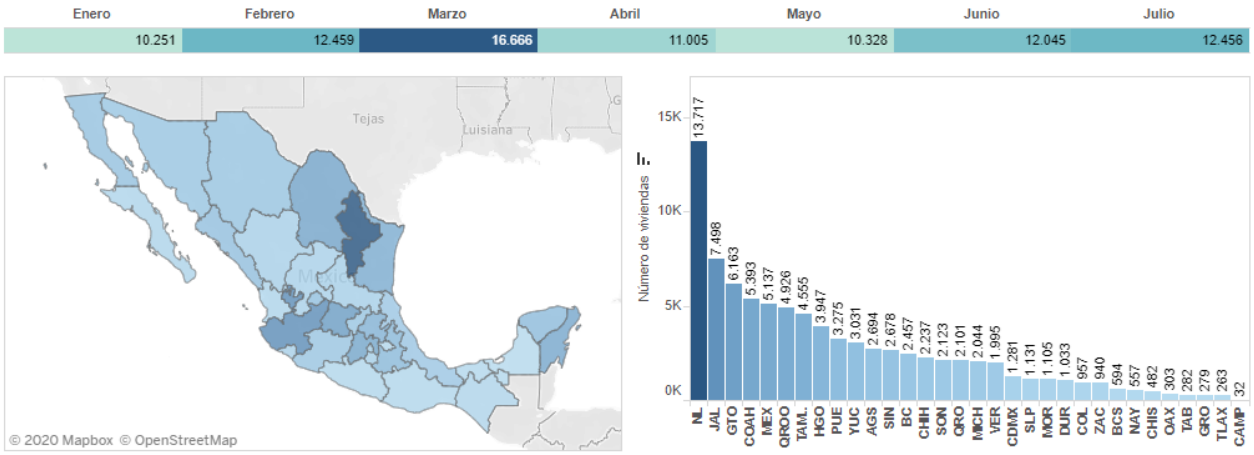
Sector Construcción: El gasto de inversión en construcción mantuvo su trayectoria a la baja. A su interior, persistió la contracción de la no residencial y la debilidad de la residencial. De acuerdo con el Registro Único de Vivienda durante 2019 la producción de viviendas fue de 181,189, cifra menor a la registrada en 2018 (210,807 viviendas). En el primer

[42] Manufacturas, Encuesta mensual de la industria manufacturera, Capacidad de planta utilizada, INEGI, agosto, 2020.

[43] Parte del nuevo valor agregado bruto en la economía que se invierte, en lugar de ser consumido.

semestre de 2020 se produjeron 72,754 viviendas, 13.0% menos que el mismo semestre de 2019 (83,610)[44]. Durante julio de 2020 la producción de viviendas fue de 12,456, lo que equivale a un descenso de 14.0% en comparación con julio de 2019 como se muestra en la Figura 6.13.13.

Figura 6.13.13. Producción de viviendas durante enero-julio de 2020



Sector Servicios: este sector representa el 65% de la economía mexicana, y será el sector que más sufra por la crisis ocasionada por el COVID-19. La SHCP en el documento Pre-Criterios 2021 señaló que los servicios que se verán afectados de manera más inmediata y persistente serán los servicios de alojamiento, esparcimiento, comercio, restaurantes y transportes. Principalmente en aquellas regiones mayormente dependientes del turismo local y foráneo. Los ingresos del sector de servicios no financieros cayeron -29.6% abril y -29.9% en mayo, no habiéndose visto una caída de esta magnitud, desde 2009, cuando se hundieron -12.2%, de acuerdo con el INEGI. Las cifras del PIB[45] de los servicios para el segundo trimestre de 2020 muestran con una caída de -16.2% y de -8.5% de forma acumulada respecto al mismo periodo del año 2019. El personal ocupado en Servicios no financieros cayó en -9.7% en el mes de mayo y en especial en los servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas con una contracción del -19.9%, seguido del personal de los servicios de esparcimiento con una disminución de -10.5 por ciento. Los únicos servicios en aumentar su personal ocupado fueron los de servicio inmobiliarios y de alquiler con un crecimiento de 1.7 por ciento.

Comercio Exterior

De acuerdo con el INEGI, las exportaciones de México en 2019 por entidad federativa[46] fueron de 402 mil 803 millones de dólares. La cifra es superior en 4.0% a la de 2018.

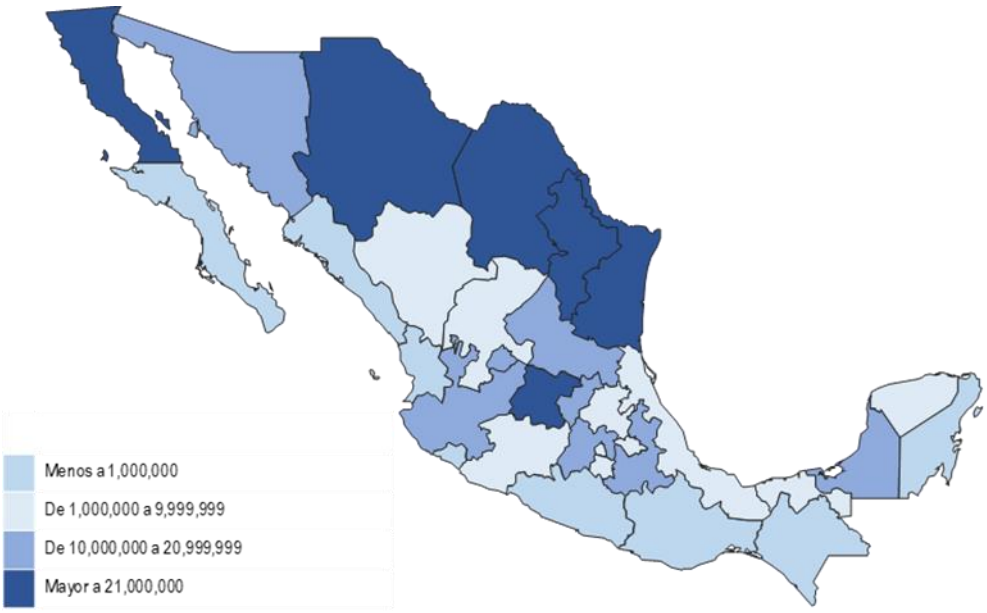
El 77.8% fue generada en solo 10 estados de la república: Chihuahua con el 14.0% del total, Coahuila con 11.8%, Baja California con 10.2%, Nuevo León con

[44] Información estratégica / cifras básicas RUV, Registro Único de Vivienda, julio 2020.
[45] INEGI, Producto Interno Bruto de México durante el segundo trimestre del 2020. Comunicado de Prensa No. 407/20

[46] Las exportaciones totales corresponden a la sumatoria del sector 31-33 Industrias manufactureras y a los subsectores 211 Extracción de petróleo y gas y 212 Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas.

9.9%, Tamaulipas con 7.2%, Guanajuato con 6.0%, Jalisco con 5.2%, el Estado de México con 5.0%, Puebla y Sonora con 4.3% cada uno.

Figura 6.13.14. Exportaciones por entidad federativa, 2019



Por subsector de la economía, la fabricación de equipo de transporte representa el 42.5% del total de las exportaciones. Resalta la contribución que han tenido los estados de Coahuila, Guanajuato, Nuevo León, Puebla y Chihuahua, pues estas entidades aportan cerca del 60.0% que tuvo esta actividad en el 2019.

Las manufacturas relacionadas con la industria automotriz, como equipo de cómputo y comunicación, componentes y accesorios electrónicos, representan el 18.0% del total de exportaciones. Destacan los estados de Chihuahua, Baja California, Jalisco y Tamaulipas, los cuales contribuyen de manera determinante al crecimiento de estas actividades.

Para el primer trimestre de 2020, las exportaciones ascendieron a 93 mil 512 millones de dólares, solo 0.5% superior al mismo trimestre de 2019.

La información oportuna de comercio exterior de junio de 2020 reportada por INEGI[47] indica un superávit comercial de 5,547 millones de dólares; dicho saldo se compara con el déficit de -3,523 millones de dólares reportado en mayo. El cambio en el saldo comercial entre mayo y junio fue resultado de un aumento en el saldo de la balanza de productos no petroleros, el cual pasó de un déficit de -3,053 millones de dólares en mayo a un superávit de 5,996 millones de dólares en junio, pues el déficit de la balanza de productos petroleros mostró un nivel similar al del mes previo, ubicándose en -449 millones de dólares tras haber registrado -470 millones de dólares en mayo.

[47] INEGI, Información oportuna sobre la balanza comercial de mercancías de México durante junio de 2020. Comunicado de prensa núm. 348/20.

En los primeros seis meses de este año, la balanza comercial presentó un superávit de 2,659 millones de dólares, ayudado por el superávit comercial no petrolero, como se muestra en el Cuadro 6.13.1.

Cuadro 6.13.1. Balanza comercial de mercancías en México (millones de dólares)

Concepto	2019	2020			
		Abr	May	Jun	Ene-Jun
Exportaciones Totales	**460,704**	**23,385**	**18,070**	**33,076**	**183,053**
Petroleras	25,842	758	929	1,258	8,044
No Petroleras	434,862	22,627	17,140	31,818	175,009
Importaciones Totales	**455,295**	**26,472**	**21,592**	**27,530**	**180,394**
Petroleras	47,207	2,037	1,399	1,707	15,725
No Petroleras	408,088	24,435	20,193	25,823	164,669
Saldo Balanza Comercial	**5,409**	**-3,087**	**-3,523**	**5,547**	**2,659**
Petroleras	-21,365	-1,279	-470	-449	-7,681
No Petroleras	26,773	-1,809	-3,053	5,996	10,340

Importaciones

El valor de las importaciones de mercancías en el sexto mes de este año se ubicó en 27,530 millones de dólares, lo que representó un retroceso mensual del 28.0% y 22.2% anual.

El valor acumulado de las importaciones totales en el primer semestre de este año fue de 180,394 millones de dólares, monto menor en -19.5% al observado en igual lapso de 2019. A su interior, las importaciones no petroleras descendieron a una tasa anual de -17.5%, en tanto que las petroleras lo hicieron en -35.7 por ciento.

Exportaciones

El valor de las exportaciones de mercancías en el sexto mes de este año fue de 33,076 millones de dólares, monto inferior en -12.8% al del mismo mes del 2019. Dicha tasa se originó de reducciones de -11.6% en las exportaciones no petroleras y de -35.6% en las petroleras.

Al interior de las exportaciones, las petroleras ascendieron a 1,258 millones de dólares, este monto se integró por 1,100 millones de dólares de ventas de petróleo crudo y por 158 millones de dólares de exportaciones de otros productos petroleros. En junio, el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo de exportación se situó en 32.90 dólares por barril, cifra mayor en 11.02 dólares respecto a la del mes previo, pero menor en 23.95 dólares en comparación con la de junio de 2019.

En cuanto al volumen de crudo exportado, éste se ubicó en el mes de referencia en 1.114 millones de barriles diarios, nivel superior en 0.52 millones de barriles diarios de mayo y 0.99 millones de barriles diarios de junio de 2019[48]. El precio promedio de la mezcla

[48] Pemex, Estadísticas petroleras junio 2020

mexicana se situó en 32.90 dólares por barril, cifra mayor en 11.02 dólares respecto a la del mes previo, pero menor en 23.95 dólares en comparación con la de junio de 2019. El mes de abril de 2020 se presentó el precio del crudo más bajo en lo que va del año con 17.10 dólares por barril.

En lo que refiere a las exportaciones no petroleras, se dividen según el tipo de actividad económica en: agropecuarias, extractivas[49] y manufactureras. En junio de 2020 las exportaciones extractivas representaron el 1.7% del total, con un crecimiento de 9.3% en su comparación anual, mientras que en su comparación mensual crecieron 39.7%, luego de dos meses de caídas, ya que en mayo bajaron -28.4% y en abril -21.6%, lo anterior se puede consultar con un mejor detalle en el Cuadro 6.13.2.

Cuadro 6.13.2. Exportaciones no petroleras por actividad económica (millones de dólares)

Concepto	2019			2020		
	Abr	May	Jun	Abr	May	Jun
Agropecuarias	1,921	1,618	1,321	1,764	1,479	1,738
Extractivas	461	587	506	553	396	553
Manufactureras	34,945	36,977	34,148	20,310	15,265	29,527
Automotriz	12,595	13,162	12,581	2,627	1,307	8,683
Resto	22,350	23,814	21,567	17,683	13,958	20,844
Total	**37,328**	**39,182**	**35,976**	**22,627**	**17,140**	**31,818**

En el mes de junio las exportaciones agropecuarias representaron el 5.5% del total, con un crecimiento de 31.5% en comparación con junio del 2019, y en su comparación mensual crecieron 17.5%, luego de que en mayo disminuyeran -16.1 por ciento. Por su parte las exportaciones manufactureras representan el 92.8% del total de exportaciones no petroleras con una caída anual de -13.5% y de una recuperación mensual de 93.4%. Estas exportaciones se vieron mayormente afectadas en abril pues su decremento fue de -40.8% en comparación con marzo.

Por componente de las exportaciones manufactureras, las automotrices representaron el 29.4% del total durante el mes de junio de 2020, con una caída anual de -31.0% en comparación con el mismo mes de 2019, y con un crecimiento de 6.6 veces más que en mayo 2020, pues en este último mes solo se registraron 1,307.4 millones de dólares de exportaciones automotrices.

Por destino, las exportaciones no petroleras dirigidas a Estados Unidos representaron el 82.0%, con un comportamiento a la baja de -7.9% en junio, que, aunque es una tasa negativa se traduce en una recuperación pues en los dos meses previos habían descendido a tasas de -40.7% y -57.2 por ciento.

Lo anterior se debe a que las exportaciones automotrices descendieron a niveles de -80.0% en abril y de -90.7% en mayo, al igual que

[49] Exportaciones agropecuarias: incluye el valor de las exportaciones de los productos agrícolas y silvícolas, y los de ganadería, apicultura, caza y pesca. Exportaciones extractivas: incluye el valor de las exportaciones de productos obtenidos de la extracción de minerales metálicos y no metálicos.

las dirigidas al resto del mundo que se redujeron en de forma acumulada -37.5% en el primer semestre de 2020.

Lo anterior se explica por la interrupción de las cadenas globales lo que ha generado un retraso en el abastecimiento de insumos, debido al cierre de las plantas en China, Europa y los Estados Unidos. Las empresas automotrices que operan en México anunciaron a finales de marzo que dejarían de trabajar por la carencia de componentes e insumos esenciales, cierre que dio como resultado en una caída anual en la venta de autos de 64.5% durante el mes de abril con ventas de tan solo 34,903 unidades, convirtiéndose en el peor mes de venta de autos en 15 años[50]. La reapertura de la industria automotriz se autorizó de forma escalonada a finales de mayo con lo que la venta de vehículos ligeros se recuperó en 20.4% respecto a abril. Para el mes de junio el crecimiento mensual fue de casi el 50.0%, y en el mes de julio se obtuvo un aumento del 16.0 por ciento. Sin embargo, en comparación con el 2019, la venta de autos de 2020 sigue estando por debajo, pues en el trimestre la disminución fue de -10.9% y para el segundo trimestre de -54.6 por ciento.

Cuadro 6.13.3. Exportaciones no petroleras a distintos mercados – primer semestre 2020

Concepto	Variación porcentual anual				Estructura %
	Abr	May	Jun	Ene-Jun	Ene-Jun 2020
Total	**-39.4**	**-56.3**	**-11.6**	**-18.0**	**100**
Estados Unidos	**-40.7**	**-57.2**	**-7.9**	**-17.9**	**82.0**
Automotriz	-80.0	-90.7	-25.5	-34.1	22.7
Otras	-20.2	-39.7	1.6	-9.3	59.3
Resto del Mundo	**-33.4**	**-51.8**	**-28.0**	**-18.9**	**18.0**
Automotriz	-74.6	-86.7	-56.8	-37.2	4.4
Otras	-14.4	-36.6	-13.1	-10.4	13.5

Programa IMMEX

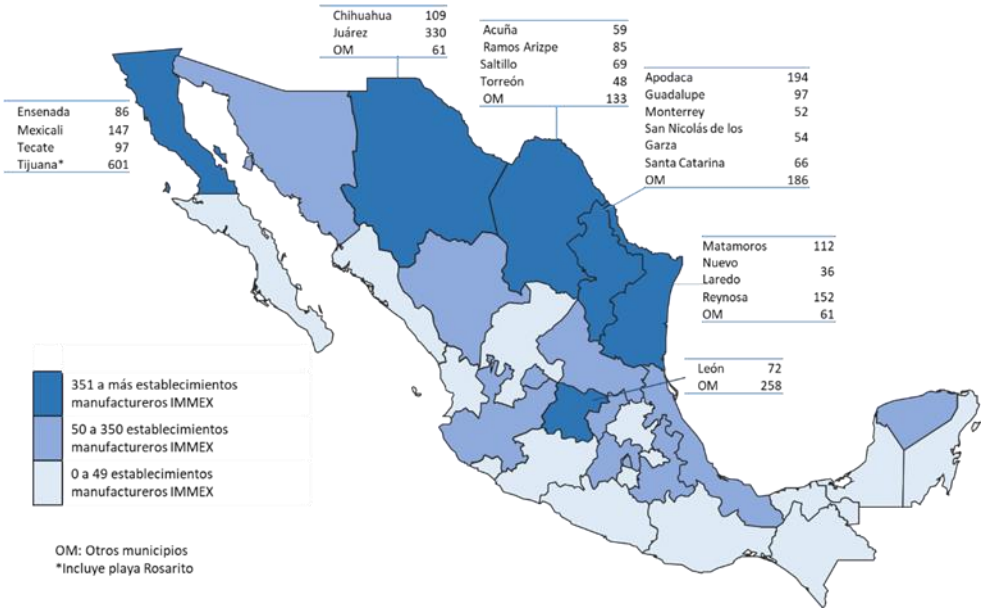
El Programa de la Industria Manufacturera, Maquiladora y de Servicios de Exportación (IMMEX) es un instrumento de fomento a las exportaciones que puede ser utilizado por las empresas que importen mercancías de manera temporal y que realicen un proceso industrial o de servicio destinado a la elaboración, transformación o reparación y/o a la prestación de servicios de exportación, difiriendo el pago del impuesto general de importación, del impuesto al valor agregado y, en su caso, de las cuotas compensatorias.

En el mes de mayo de 2020, México contó con 5,175 establecimientos manufactureros con programa IMMEX. El estado con mayor número de establecimientos manufactureros fue Baja California con el 18.8% del total, destaca el municipio de Tijuana quien alberga 601, es decir, el 64.6% del total de Baja California. En segundo lugar, está el estado de Nuevo León con el 12.5% de los establecimientos, en especial el municipio de Apodaca con 194. Le sigue

[50] INEGI. Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros.

el estado de Chihuahua con 9.7% del total, en este estado sobresale el municipio de Juárez con 330 establecimientos, como se puede apreciar con mayor detalle en la Figura 6.13.15.

Figura 6.13.15. Número de Establecimientos Manufactureros con Programa IMMEX – mayo 2020



Durante mayo de 2020 los ingresos provenientes del mercado nacional descendieron -1.5% de forma mensual, luego de que en abril descendieran -45.0 por ciento. Cuatro de las entidades federativas que cuentan con establecimientos manufactureros con programa IMMEX concentraron cerca del 50.0% de los ingresos provenientes del mercado nacional, estos son Nuevo León (21.6%), Edo de Méx. (10.6%), Jalisco (8.5%) y Coahuila (7.9%).

En cuanto a los ingresos provenientes del extranjero tuvieron un crecimiento mensual de 5.0% durante mayo, mientras que en abril tuvieron una disminución de -60.0 por ciento.

El estado con mayores ingresos extranjeros fue Nuevo León con el 18.5%, seguido de Coahuila con 16.1%, y Baja California con el 10.1%, Chihuahua concento el 8.5 por ciento.

Figura 6.13.16. Ingresos provenientes del mercado nacional que obtuvieron los establecimientos manufactureros con programa IMMEX - mayo 2020 (millones de pesos)

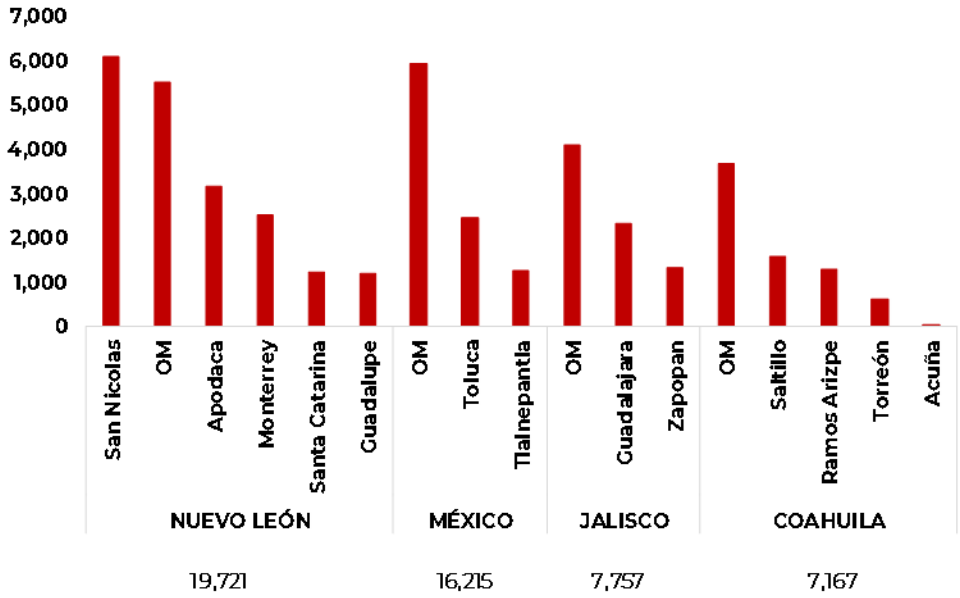
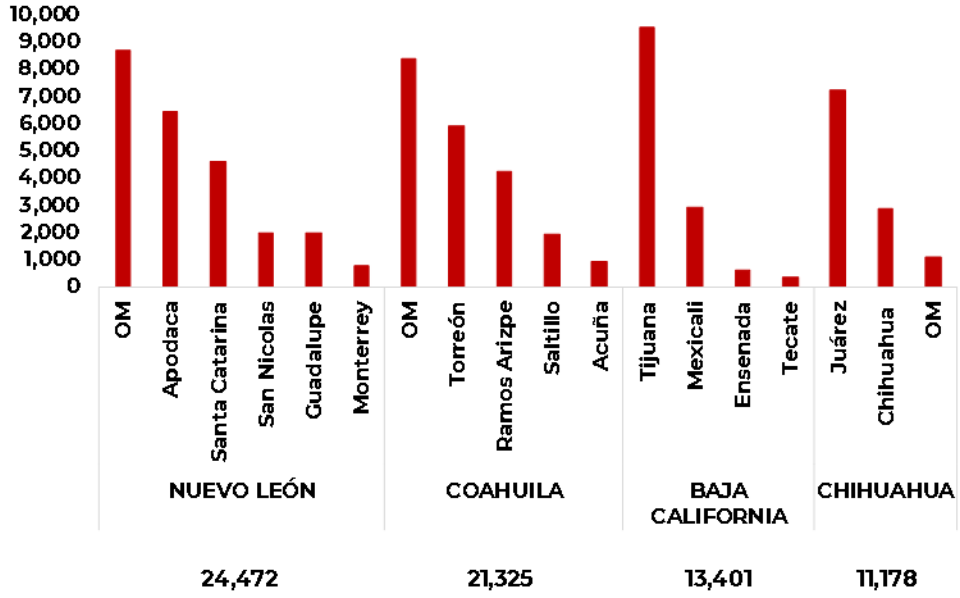


Figura 6.13.17. Ingresos provenientes del mercado extranjero que obtuvieron los establecimientos manufactureros con programa IMMEX - mayo 2020 (millones de pesos)



El Consejo Nacional de la Industria Maquiladora y Manufacturera de Exportación (INDEX), en el mes de marzo, indicó que el 43.8% de las empresas exportadoras afiliadas al programa IMMEX no recibieron insumos provenientes de países afectados por el coronavirus y que el 31.4% tienen retrasos en el cumplimiento de contratos[51]. El

[51] Usla, H. (23 de marzo de 2020). Cuatro de cada 10 empresas exportadoras no han recibido insumos de países afectados por COVID-19.

personal ocupado por calificación de mano de obra en los establecimientos manufactureros disminuyo en -4.3% en abril y en -6.5% en mayo.

Con las Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior[52] se prevé que las empresas del programa IMMEX se vean afectadas, ya que se quitarán algunos beneficios como son: las facilidades para que estas empresas recuperen el IVA y el IEPS en sus operaciones, lo que conlleva a que podrían tener problemas serios con el flujo de efectivo, además de los incrementos en los costos logísticos para las empresas exportadoras que se encuentran en el interior del país.

Otras afectaciones serían la reducción de tiempo de estadía de importaciones temporales en cruce fronterizo y que las empresas no tendrán la posibilidad de inscribirse inmediatamente al padrón de importadores de sectores específicos. El presidente Nacional de INDEX indicó que con estas medidas se afectará a las empresas certificadas en todo el país que contribuyen con más del 60% de las exportaciones de México y a más del 90% que son parte del programa IMMEX.

Estimaciones del Comercio Exterior

La OMC pronóstica que el volumen de comercio mundial caerá entre un 13.0% y un 32.0% en 2020, debido a la contracción de la actividad económica mundial, en particular en Estados Unidos, China y Europa. Lo anterior traerá como consecuencia un impacto negativo en América Latina y el Caribe en términos de volumen y precio, en especial de las materias primas. Algunos importantes sectores productivos de países de la región están insertos en cadenas globales de valor en las que los Estados Unidos y China juegan un papel fundamental.

De acuerdo con las proyecciones de la CEPAL[53] y ante el nuevo panorama económico, prevén que México se vea afectado por la contracción de la economía de los Estados Unidos, por la reducción de las remesas de los migrantes y la caída del precio del petróleo, además del desplome de los precios de exportación.

Las exportaciones regionales a China serían las que más disminuirían en 2020 (-24.4%), seguida de la Unión Europea (-16.1%) y Estados Unidos (-11.6%). Este último repercutirá a México y Costa Rica, en especial su sector manufacturero. Las afecciones de las exportaciones previstas para México son: valor de las exportaciones caerán 11.6%, disminución de los precios de 5.7% y una contracción del volumen en un 6.0 por ciento.

Remesas

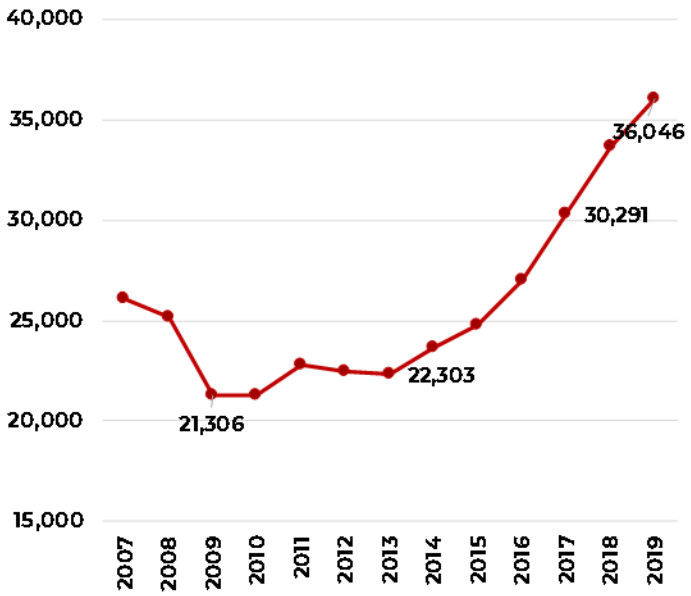
Las remesas[54] de 2019 ascendieron a 36,046 millones de dólares, siendo el mayor monto alcanzado desde que se tiene registro. Dicha cifra representa un aumento de 7.0%, que, si bien es significativo, resulta moderado en comparación con los crecimientos de 2018 (12.2%) y 2017 (11.2%). La captación de remesas hiló seis años al alza, superando los ingresos por ventas de

[52] DOF Resolución de Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020. 24 de julio de 2020.
[53] CEPAL, Informe especial COVID-19 No. 2. Dimensionar los efectos del COVID-19 para pensar en la reactivación, 21 de abril de 2020.

[54] Cantidad en moneda nacional o extranjera, proveniente del exterior, transferida por un remitente (persona física residente en el exterior) para ser entregada en territorio nacional a un beneficiario (persona física residente en México). INEGI.

petróleo y de la Inversión Extranjera Directa (IED).

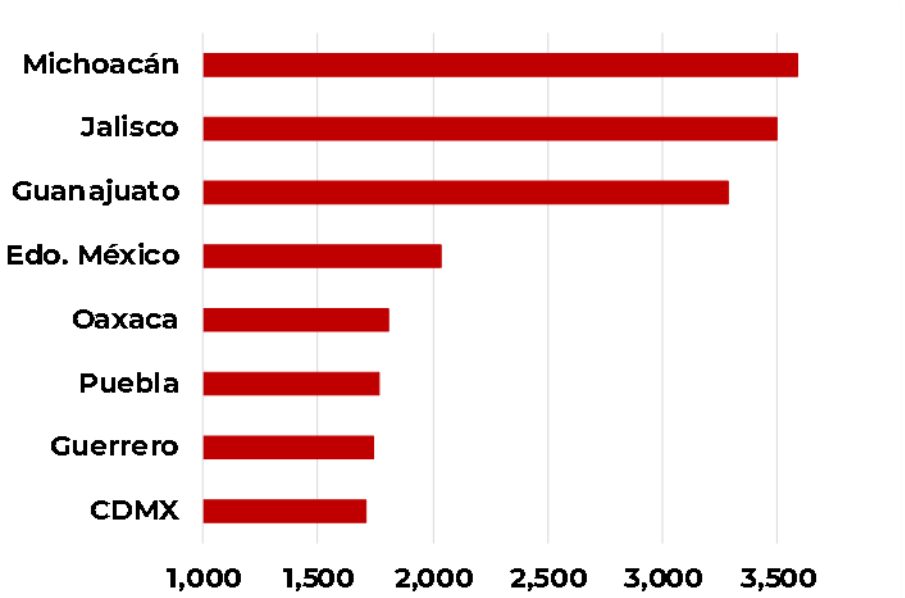
Figura 6.13.18. Remesas familiares totales (millones de dólares)



El monto promedio de envío de remesas en 2019 fue de 326 dólares, monto superior en 1.3% respecto a 2018, mientras que el número de operaciones fue de 110.5 millones, donde el 99.0% se realizó por transferencia electrónica. La mayor parte de las remesas provienen de mexicanos que viven en Estados Unidos (95.0%), siendo un ingreso para las familias mexicanas.

Por entidad federativa las que más recibieron remesas fueron Michoacán, Jalisco y Guanajuato captando el 28.8% del total. Le siguen el Estado de México con 5.6%, Oaxaca con 5.0%, y Puebla con 4.9 por ciento. Guerrero y la CDMX captan el 4.8% y 4.7%, respectivamente, como se observa a continuación en la Figura 6.13.19.

Figura 6.13.19. Remesas por Entidad Federativa (millones de dólares)



Las entidades que presentaron mayor crecimiento en sus flujos de divisas durante 2019 fue Chiapas, con un crecimiento de 21.4%, seguida de Tabasco con 19.6% y la Ciudad de México con un incremento de 18.6 por ciento. Por el contrario, los estados que presentaron disminución en sus remesas fueron Colima, Tlaxcala y Nuevo León con caídas de -6.0, -0.74% y -0.43%, en ese orden.

Pese al inicio de la parálisis productiva derivado de la pandemia del COVID-19 en el primer trimestre de 2020, las remesas registraron 9,297 millones de dólares, lo que representa un crecimiento de 18.4% respecto al mismo trimestre de 2019, con remesas promedio de 340 dólares. Para el segundo trimestre de 2020 las remesas ascendieron a 9,778 millones de dólares teniendo un crecimiento de 5.2% respecto al primer trimestre y de 4.0% en su comparativo con el mismo trimestre de 2019. Las remesas promedio en dicho trimestre ascendió a 329 dólares.

En el primer semestre de 2020 el mes con mayor crecimiento mensual fue el mes de marzo donde se registró un incremento de 48.5%, contrario al mes de abril en el cual se presentó una disminución del -28.6%, para incrementar nuevamente en mayo a una tasa de 18.1 %. De forma acumulada y a pesar de la pandemia mundial, en los primeros 6 meses del 2020 los ingresos por remesas tuvieron un incremento cercano al 11.0% en comparación con el mismo semestre del año 2019.

Existen varias hipótesis que podrían explicar el sorpresivo comportamiento de las remesas enviadas a México durante el 2020. En el mes de marzo se debieron a que, ante la depreciación del tipo de cambio, hubo mayores incentivos para enviar remesas y en el mes de mayo, por el efecto del día de las madres, pues los envíos rutinarios de remesas no cambiaron, sino que para la celebración se hacen envíos adicionales. Otra explicación pudiera ser que, ante la paralización de diversas actividades económicas en los Estados Unidos y la consecuente pérdida de empleos, los

paisanos decidieron retornar al país y enviaron sus ahorros por adelantado.

El Banco Mundial estima que la caída mundial de remesas sea cercana al 20.0% como consecuencia de la crisis económica inducida por la pandemia de COVID-19 y el confinamiento. La caída proyectada, es consecuencia del desplome de los salarios y el empleo de los trabajadores migrantes, al ser más vulnerables a la pérdida de puestos de trabajo y de salarios durante las crisis económicas de los países que los albergan.

Por su parte el banco BBVA[55] calculó que la caída de las remesas en México sea del orden de 17.0% en 2020, dato cercano a la caída de remesas en la crisis de 2009 (15.3%). Asimismo, proyecta que la recuperación podría tomar más de 10 años para alcanzar el monto observado en 2019, es decir, probablemente hasta 2028 se recupere un flujo anual superior a los 36,000 millones de dólares. Por su pare el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) estima que un escenario pesimista con alto desempleo y una contracción importante de la economía, donde las remesas que envían los mexicanos desde el exterior podrían caer hasta 31.3% en 2020.

Los estados más afectados por una disminución en el flujo de remesas serían aquellos en los que estas representan una mayor proporción de su PIB. De acuerdo con el Anuario de Migración 2019 los estados con la mayor dependencia de las remesas en 2018 fueron Michoacán (11.4% de su PIB), Oaxaca (10.1%), Zacatecas (10.0%) y Guerrero (9.9%). Así como los municipios de Tijuana, Puebla, Morelia, Guadalajara y Culiacán.

Inversión Extranjera Directa

Con información de la Secretaria de Economía[56], entre enero y diciembre de 2019 se captaron 33,728 millones de dólares cifra inferior a la reportada en 2018, lo que significa una caída de -3.2 por ciento.

Por sector de actividad económica, el sector agrícola obtuvo 103.6 millones de dólares, mientras que, el sector de los servicios 14,220.4 millones de dólares. El sector industrial captó 19,404 millones de dólares lo cual equivale al 57.5% de la IED. Al interior del sector industrial se observa que las industrias manufactureras representaron el 82.0% de la inversión industrial y el 47.2% del total de la IED de 2019.

Por subsector de las industrias manufactureras destacan el de fabricación de equipo de transporte, el cual atrajo el 38.9% del total de inversión manufacturera, seguido del subsector de la industria de las bebidas y del tabaco y el subsector de la industria química con 10.0% y 9.1%, respectivamente.

Además del sector de las industrias manufactureras, el sector que captó más IED durante el 2019 fue el de servicios financieros y de seguros con 15.3% del total y 36.4% de la inversión en el sector servicios, seguido del sector comercio con 9.6% del total y 22.8% de la inversión en servicios.

Dentro de los subsectores que presentaron caídas en el flujo de

[55] BBVA Research, Las remesas a México podrían caer 17% en 2020 y recuperarse entre 2023 y 2028 debido a la crisis económica por COVID-19, 01 de abril de 2020.

[56] Reportes estadísticos de IED, Información estadística general de flujos de IED hacia México desde 1999.

inversión durante 2019 está el de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica al pasar de 5,019 millones de dólares (2018) a 1,379 millones de dólares (2019), lo que representó una disminución de -72.5 por ciento.

Otro subsector afectado fue el de la construcción al solo atraer 378.8 millones de dólares, cifra inferior en -78.6% al del año 2018. Lo anterior fue producto de una combinación de incrementos en el subsector de la edificación (92.6%) y trabajos especializados para la construcción (1.5%) y una disminución en el subsector de construcción de obras de ingeniería civil (-92.0%).

Los estados con mayor captación de IED durante 2019 fueron la CDMX con 23.8%, Nuevo León con 9.6% y el Edo. de México con 8.7 por ciento. En cuanto a los estados con mayor incremento en su flujo de inversión están Chiapas, Moleros, Puebla y Sonora, contrarios a estos, Oaxaca, Guanajuato, Aguascalientes y Coahuila, los cuales disminuyeron su inversión alrededor del 60.0 por ciento.

Figura 6.13.20. Estructura interna de la IED por grupos de actividad económica (millones de pesos y porcentajes)

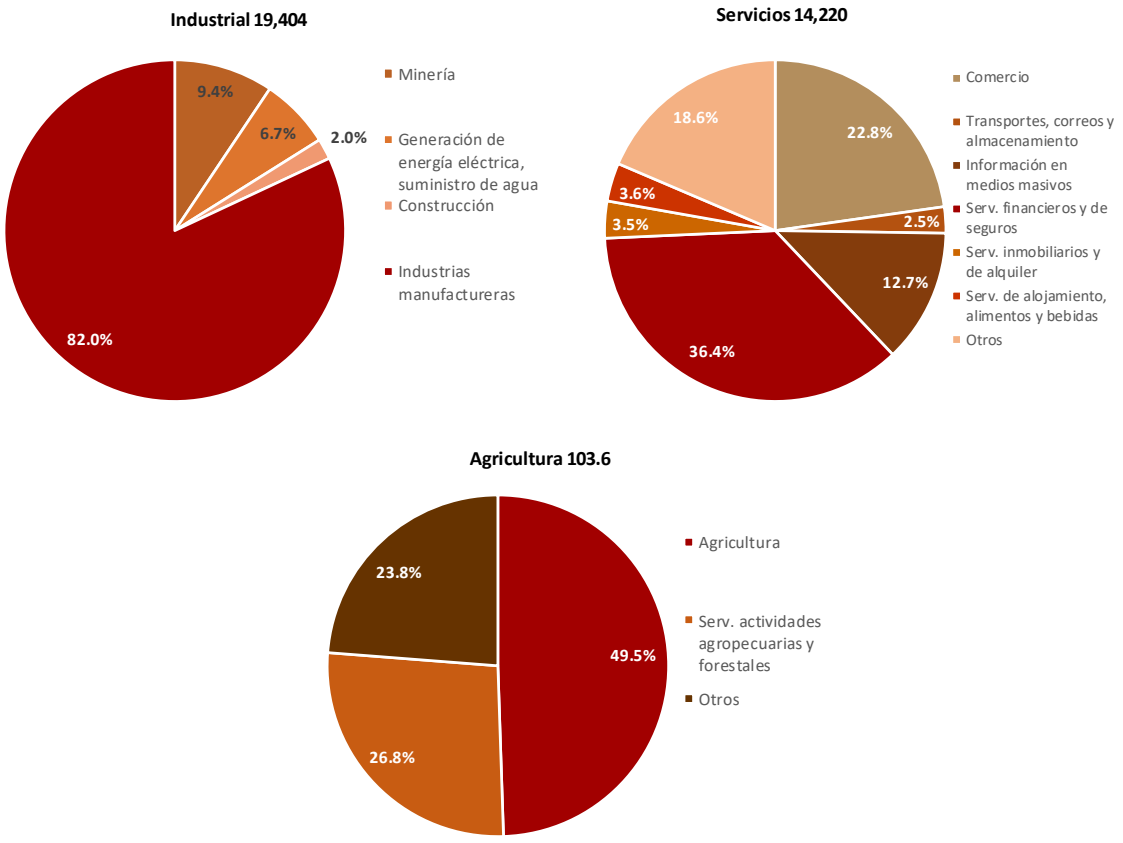
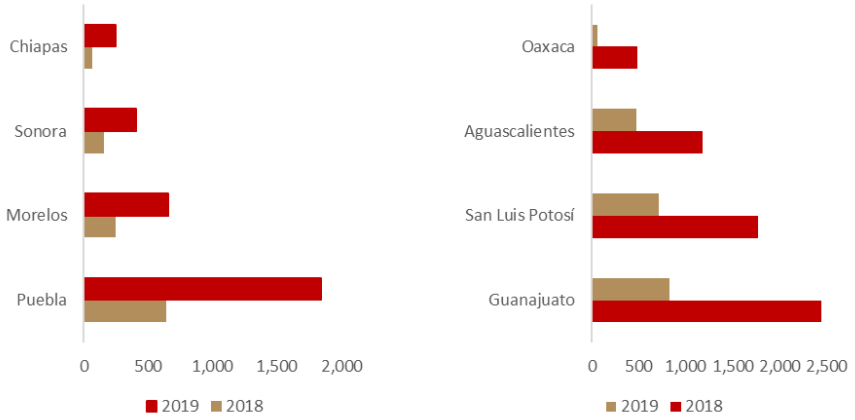


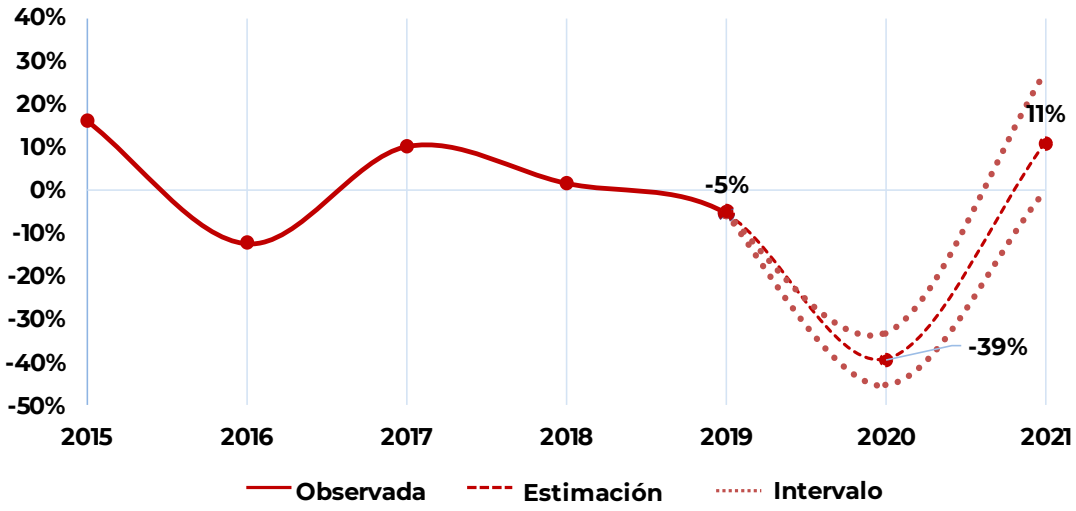
Figura 6.13.21. Entidades Federativas con mayor y menor crecimiento en IED entre 2018 y 2019 (millones de dólares)



Por país de origen, los principales proveedores de IED a México fueron Estados Unidos con 37.5%, España 12.0%, Canadá 8.7%, Alemania 10.1% e Italia y Japón con 4.4% cada uno. El resto de las economías aportaron 22.9 por ciento.

El Banco de México en su encuesta de especialistas en economía estima[57] que los flujos de entrada de recursos por concepto de IED para 2020 y 2021 sean de 20,000 y 22,200[58] millones de dólares, respectivamente, lo que significa una caída cercana al -40.0% para el 2020 y un incremento del 11.0% para el 2021.

Figura 6.13.22. Expectativas de Inversión Extranjera Directa para 2020 y 2021 (tasas de crecimiento anual)



[57] BANXICO: Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado: julio de 2020. Fecha de publicación 03/08/2020.

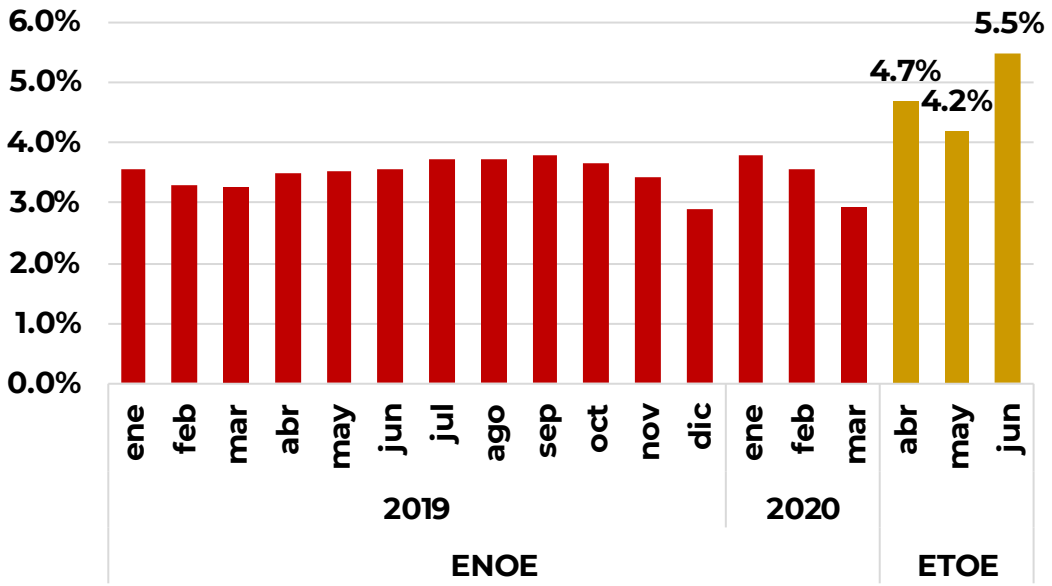
[58] Valor referente a la media.

Empleo

De acuerdo con información del INEGI[59], la tasa de desocupación urbana[60] durante el primer trimestre de 2020 fue de 3.5% con ajuste estacional, siendo igual a la reportada en el mismo trimestre de 2019 e igual que la del trimestre inmediato anterior. Con cifras originales la tasa se ubicó 3.45 por ciento. Dicha tasa se esperaba que fuera mayor debido al confinamiento que generó el coronavirus.

Durante el primer trimestre de 2020, el estado que presentó la tasa más alta de desocupación fue Tabasco con 5.3%, seguido del Estado de México con 5.2% y la Ciudad de México con 4.8 por ciento. Al igual que Coahuila con 4.7%, Sonora con 4.3% y Durango con 4 por ciento. En contraste, las tasas más bajas en este indicador se reportaron en Guerrero con 1.5%, Oaxaca 1.7%, Hidalgo 1.8%, Morelos, San Luis Potosí y Yucatán con 2 por ciento.

Figura 6.13.23. Tasa de desocupación nacional (variación porcentual anual)



Al interior de la Población Económicamente Activa, es posible identificar a la población que estuvo participando en la generación de algún bien económico o en la prestación de un servicio (población ocupada), la cual en el primer trimestre de 2020 alcanzó 55.4 millones de personas. Por sector económico en el que labora, el 11.9% del total trabajan en el sector primario, 24.9% en el secundario o industrial y 62.6% están en el terciario o de los servicios. El restante 0.6% no especificó su actividad económica.

A partir del mes de abril de 2020 el INEGI diseñó una estrategia de encuestas telefónicas, entre las que se encuentra la Encuesta Telefónica de Ocupación y Empleo (ETOE[61]), cuyo objetivo es

[59] INEGI, Resultado de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo. Comunicado de prensa núm. 219/20, 19 de mayo de 2020.
[60] Porcentaje de la Población Económicamente Activa (PEA) que no trabajó siquiera una hora durante la semana de referencia de la encuesta, pero manifestó su disposición para hacerlo e hizo alguna actividad por obtener empleo.
[61] La ETOE presenta una estrategia operativa y diseño estadístico diferente al de la Encuesta Nacional de

ofrecer información relevante para monitorear la situación de la ocupación y empleo en el periodo de contingencia del COVID-19 y así ofrecer a la sociedad mexicana información básica y relevante para la toma de decisiones y el diseño de políticas públicas.

Como resultado de la ETOE, se tuvo que la población desocupada en abril fue de 4.7% y 4.2% en mayo. Para junio llegó a 5.5% de la PEA, alcanzando una cifra de 2.8 millones de personas, 901 mil personas más que en el mes inmediato anterior. Las personas desocupadas de 25 a 44 años representaron el 49.0%, seguido del grupo de 45 a 64 años con 21.8 por ciento.

En México, la duración de la desocupación es generalmente corta, a diferencia de otros países donde existe un seguro de desempleo. En junio de 2020, debido a la pandemia, la proporción de los desocupados que tienen hasta un mes buscando trabajo fue de 47.6%, mientras que los desocupados con una duración en la búsqueda de trabajo de más de uno hasta tres meses fueron de 35.6%, el restante tiene más de tres meses en búsqueda de empleo o no especificó.

De acuerdo con la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, durante julio de 2020 el total de puestos de trabajo registrados en el IMSS fue de 19.5 millones de los cuales el 86.5% son permanentes y 13.5% eventuales. En el séptimo mes del año se perdieron 3,907 empleos, lo anterior es resultado de un incremento en los empleos eventuales (18,418) y una disminución de los empleos permanentes (-22,325), siendo así el mes con menores pérdidas de empleo en lo que va del 2020. Al 31 de julio de 2020, el salario base de cotización de trabajadores asegurados en el IMSS alcanzó un monto de $405.2 pesos.

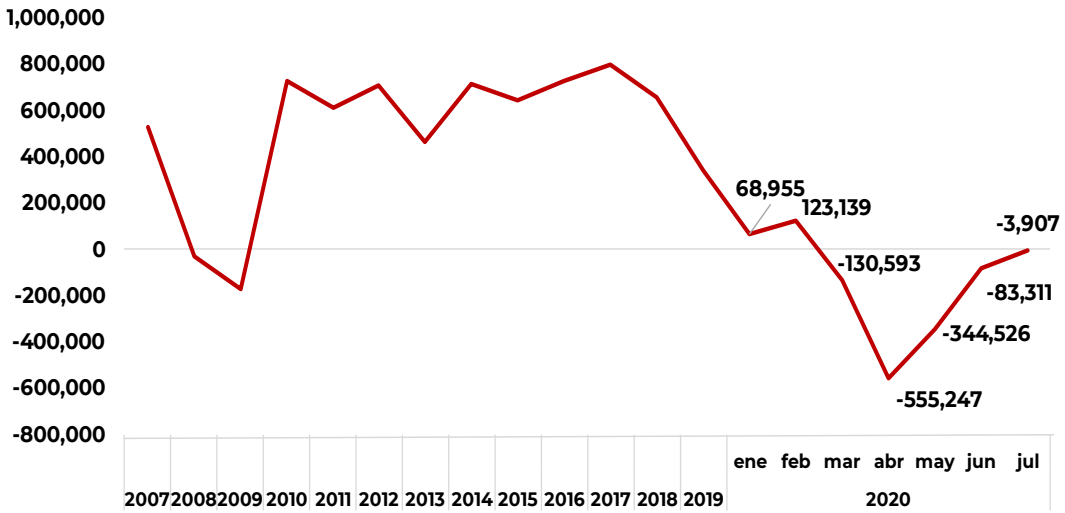
Los únicos dos estados con generación anual de empleos en julio fueron Tabasco con 1.9% y Baja California con 0.8%, el resto reportó contracción, principalmente, Quintana Roo con -24.2%, Baja California Sur con -10.9% y Guerrero con -7.4 por ciento.

Por actividad económica, la industria de la construcción, los servicios para empresas, personas y el hogar, así como las industrias extractivas impulsaron el decremento anual del empleo durante el mes de julio, con caídas de -11.0%, -8.8% y -7.5%, respectivamente. Por su parte los sectores que presentaron crecimiento anual en puestos de trabajo fueron el agropecuario (2.5%), el de servicios sociales y comunales (2.4%) y el eléctrico (0.7%).

En el primer trimestre de 2020 la generación de empleos registrados en el IMSS fue de 61,501 empleos, contrario al segundo trimestre donde la pérdida fue de 983,084 empleos. Durante el periodo enero-julio se perdieron 925,490 puestos, de los cuales el 75.1% (694,627 empleos) son permanentes, mientras que el 24.9% restante (230,863 puestos de trabajo) son eventuales.

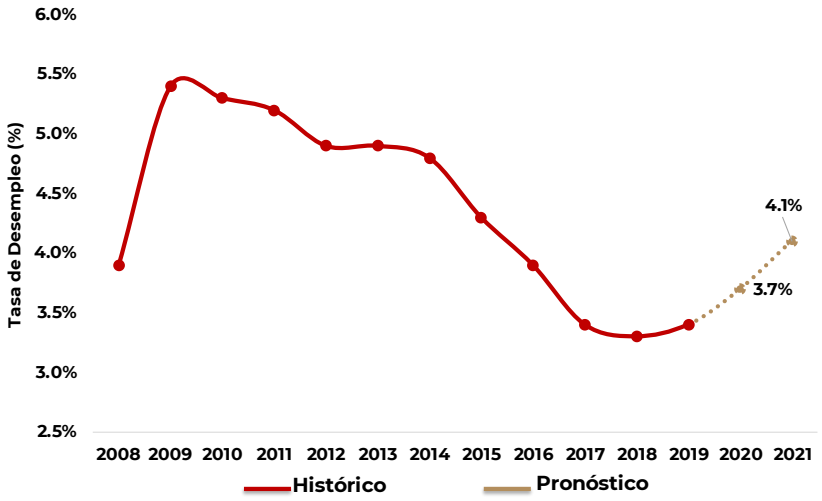
Ocupación y empleo (ENOE), por lo que las cifras que ofrece la ETOE no son estrictamente comparables.

Figura 6.13.24. Puestos de trabajo acumulados registrados en el IMSS



La Organización Internacional del Trabajo (OIT)[62] estima que, como resultado del menor dinamismo de la economía, para 2020 cerca de 172,000 personas se sumarán a las filas del desempleo en México. El organismo internacional estima que la tasa de desempleo en México pasará de 3.4% de la PEA en el 2019 a 3.7% en el 2020, y a 4.1% en el 2021. Estas proyecciones significan que en los próximos dos años el desempleo afectará a 2.1 millones de personas en 2020 y a 2.4 millones en 2021. El rubro más impactado por el desempleo sería el campo, y se espera un ligero repunte en las plazas laborales creadas en el sector servicios y los trabajadores independientes.

Figura 6.13.25. Proyecciones de Tasa de Desempleo



[62] OIT, Perspectivas sociales y del empleo en el mundo. Tendencias 2020.

Interrupción de la cadena de suministro y del mercado

La crisis mundial ocasionada por la pandemia de la COVID-19, ha tenido fuertes repercusiones en las cadenas de suministro (fabricación, adquisidores y distribución) provocando la interrupción de la producción, la caída en las importaciones y exportaciones y el acotamiento de la distribución de materias primas, bienes intermedios y finales.

Fabricación. Cuando se interrumpe la cadena de suministro se afecta el ensamblaje de los productos finales ya que, las materias primas o subcomponentes requeridos para la elaboración del producto final pueden proceder de un único proveedor.

Hay sectores como el automotriz donde existe una interrelación masiva, compleja y altamente eficiente entre los diversos proveedores. Los proveedores directos de la industria (TIER 1) son estrictamente vigilados en cuanto a tiempo, costos y Calidad, y éstos a su vez, depende de otras empresas que les proporcionan diferentes subcomponentes conocidas como TIER 2. Las empresas TIER 3 proveen a las TIER 2 de algunas materias o componentes menores y así sucesivamente. Los integrantes de la cadena de suministro en la industria automotriz son altamente competitivos y tienen contratos a largo plazo y por grandes cantidades, por lo que la interrupción en un eslabón del suministro provoca afectaciones en el resto de la cadena.

Adquisición. La adquisición de diversos componentes se ha centralizado en algunos países debido al bajo costo, sobre todo, de la mano de obra. Sin embargo, la cuarenta y los cierres forzados han puesto de manifiesto la necesidad de contar con varias opciones en diversas partes del mundo para adquirir los insumos requeridos en la producción.

Distribución. Debido a la contingencia sanitaria, la distribución de diversos artículos se ha centrado en los que son considerados básicos. Esto ha ocasionado que diversas empresas comercializadoras de artículos de lujo hayan tenido interrupciones en sus suministros. Las restricciones de viaje tanto nacionales como internacionales también han influido en la distribución de ciertos insumos considerados no esenciales. El acaparamiento también está afectando a la distribución de artículos básicos creando una escasez artificial en la cadena de suministro.

La velocidad de la recuperación económica una vez que concluya el confinamiento, dependerá de la recuperación de las cadenas de suministro. En algunos sectores, los inventarios acumulados debido a la baja en el consumo serán suficientes para satisfacer la demanda una vez que concluya la contingencia. También podría observarse un aumento de precios en otros sectores, principalmente manufacturas, debido a la escasez de ciertos bienes o la sustitución por productos similares o de menor Calidad, lo que disminuiría el bienestar general.

Como consecuencia de la pandemia, es posible que las restricciones al comercio internacional se vuelvan más severas. En especial, los insumos requeridos para la elaboración de material médico corren riesgo de acaparamiento, así como también las materias primas para la

elaboración de medicamentos y vacunas.

Debido a las cadenas productivas binacionales y al intenso intercambio comercial que existe entre ambos países, la Asociación Nacional de Manufacturas (NAM, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos solicitó a México que se homologuen las actividades prioritarias en ambos países a fin de reabrir ciertas industrias y minimizar el daño económico de la pandemia. En los sectores automotriz y aeronáutico, principalmente, las industrias de los Estados Unidos de América buscan que México continúe siendo un proveedor confiable. En este sentido, la pandemia está obligando a las empresas a realizar cambios en sus cadenas de suministro, buscando proveedores fuera de China. México puede aprovechar esta coyuntura y convertirse en un lugar atractivo para la inversión, impulsado por su cercanía con los Estados Unidos de América y la aprobación del T-MEC.

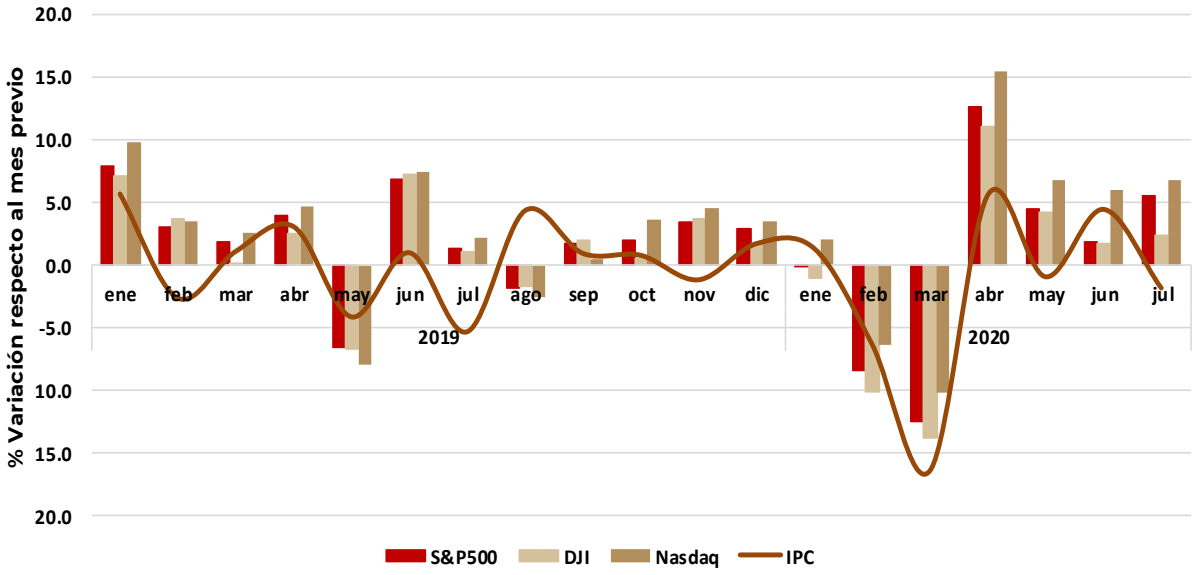
Repercusiones financieras en las empresas y mercados financieros

Las medidas de confinamiento para contener la pandemia por la COVID-19 han provocado un shock de oferta. Se espera que, a pesar de la elevada incertidumbre, el efecto negativo del coronavirus sobre el crecimiento sea transitorio[63].

Sin embargo, durante los primeros meses de este año, los mercados financieros sufrieron bajas importantes provocadas por la incertidumbre y las reducciones en las actividades económicas no esenciales ante la contingencia sanitaria. Los mercados bursátiles de los Estados Unidos y México sufrieron pérdidas importantes durante los meses de febrero y marzo de 2020 (con respecto al mes previo). El Índice Dow Jones Industrial Average (DJI) fue el más afectado pues presentó caídas de -10.1% y -13.7%, respectivamente mientras que, el Índice de Precios y Cotizaciones (IPC) de México disminuyó -6.3% y -16.4%, en dichos meses. A partir de abril se observa una recuperación importante, sobre todo en los índices bursátiles de los Estados Unidos, no así en el IPC de México que aún no alcanza los niveles previos a la contingencia. Ver Figura 6.13.26.

[63] BBVA Communications. BBVA lanza una sección financiera para analizar el impacto del COVID-19 en los mercados.

Figura 6.13.26. Variación porcentual mensual en los principales indicadores bursátiles de los EU y México, 2019-2020



Aunque no todas las empresas han perdido valor de mercado durante la pandemia. En los Estados Unidos, las empresas de venta al menudeo han aumentado el valor de sus acciones mientras que, las relacionadas con la aviación o de servicios financieros, han disminuido. En México, las empresas relacionadas con los aeropuertos y los bancos han registrado menor valor en su capitalización de mercado durante la pandemia. Por otro lado, las que se dedican a la producción de alimentos de primera necesidad, han aumentado su capitalización bursátil.

De acuerdo con información del Banco de México y el INEGI, durante el mes de junio de 2020 se presentó un incremento real de 3.0% en la cartera de crédito vigente otorgado por la banca comercial al sector privado no bancario. El crédito vigente otorgado a empresas creció 6.0%, el crédito para la vivienda 5.5%, mientras que, el crédito al consumo decreció -6.3% a tasa anual real. Dentro de las actividades económicas, la cartera de crédito vigente para el sector primario presentó una variación anual real de 6.9%, las actividades secundarias de 4.3% y las terciarias de 7.9 por ciento. Dentro de las actividades industriales, el crédito a la construcción y manufacturas crecieron, mientras que, el crédito para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final y la minería decrecieron. En contraste, en el sector servicios el crédito a las actividades relacionadas con la información en medios masivos presentó una tasa de crecimiento real anual de 32.5 por ciento. Por otro lado, el comercio y los servicios profesionales, científicos y técnicos presentaron una tasa anual real con variación negativa de -5.3% y -20.0%, respectivamente. Ver Cuadro 6.13.4.

Cuadro 6.13.4. Crédito vigente otorgado por la banca comercial al sector privado no bancario, junio de 2019 y junio de 2020

	Millones de pesos		Variación % anual		% de Participación	
	jun-19	jun-20	Nominal	Real	jun-19	jun-20
Total	**4,634,484**	**4,931,536**	**6.4**	**3.0**	**100.0**	**100.0**
Empresas y P.F. Con act. Empresarial	**2,652,424**	**2,904,578**	**9.5**	**6.0**	**57.2**	**58.9**
Agropecuario, silvícola y pesquero	98,069	108,336	10.5	6.9	2.1	2.2
Industrial	1,110,255	1,196,670	7.8	4.3	24.0	24.3
Minería	40,844	38,688	-5.3	-8.3	0.9	0.8
Electricidad, gas y agua	6,895	6,684	-3.1	-6.2	0.1	0.1
Construcción	444,757	479,471	7.8	4.3	9.6	9.7
Manufacturas	617,759	671,827	8.8	5.2	13.3	13.6
Servicios	1,342,225	1,496,028	11.5	7.9	29.0	30.3
Comercio	492,389	481,661	-2.2	-5.3	10.6	9.8
Transportes, correos y almacén	114,709	124,839	8.8	5.3	2.5	2.5
Información en medios masivos	95,889	131,288	36.9	32.5	2.1	2.7
Inmobiliarios y de alquiler	251,828	308,711	22.6	18.6	5.4	6.3
Profesionales, científicos y técnicos	90,954	75,156	-17.4	-20.0	2.0	1.5
Alojamiento temporal y alimentos	102,324	133,399	30.4	26.2	2.2	2.7
Otros	194,132	240,974	24.1	20.1	4.2	4.9
No Sectorizado (sofomes reguladas)	101,875	103,544	1.6	-1.6	2.2	2.1
Vivienda	**859,275**	**936,845**	**9.0**	**5.5**	**18.5**	**19.0**
Consumo	**1,035,804**	**1,002,375**	**-3.2**	**-6.3**	**22.3**	**20.3**
Intermediarios Financieros no bancarios	**86,981**	**87,740**	**0.9**	**-2.4**	**1.9**	**1.8**

En cuanto a las empresas, se espera que, en el corto plazo, las repercusiones del COVID-19 se reflejen en la utilización de las líneas de crédito que tenían contratadas con anterioridad. Esto ayudaría a las empresas a poseer liquidez inmediata y hacer frente al aumento en el monto de sus obligaciones contraídas en dólares producto de la devolución del peso. Se prevé que los hogares empleen el crédito al consumo para satisfacer sus necesidades básicas.

Conforme los efectos del confinamiento se han agudizado, las expectativas de una recesión económica se incrementan provocando la desaceleración en el otorgamiento de crédito por parte de la banca. La reducción en los ingresos, tanto de hogares como de empresas, mermó su capacidad de pago y ahorro, y provocó un entorno menos favorable para la inversión y el consumo[64].

En los hogares, la disminución en los ingresos provocada por el desempleo afectó negativamente al crédito al consumo. Si la reactivación de la economía no ocurre rápido, existe el riesgo de un incremento considerable en el incumplimiento.

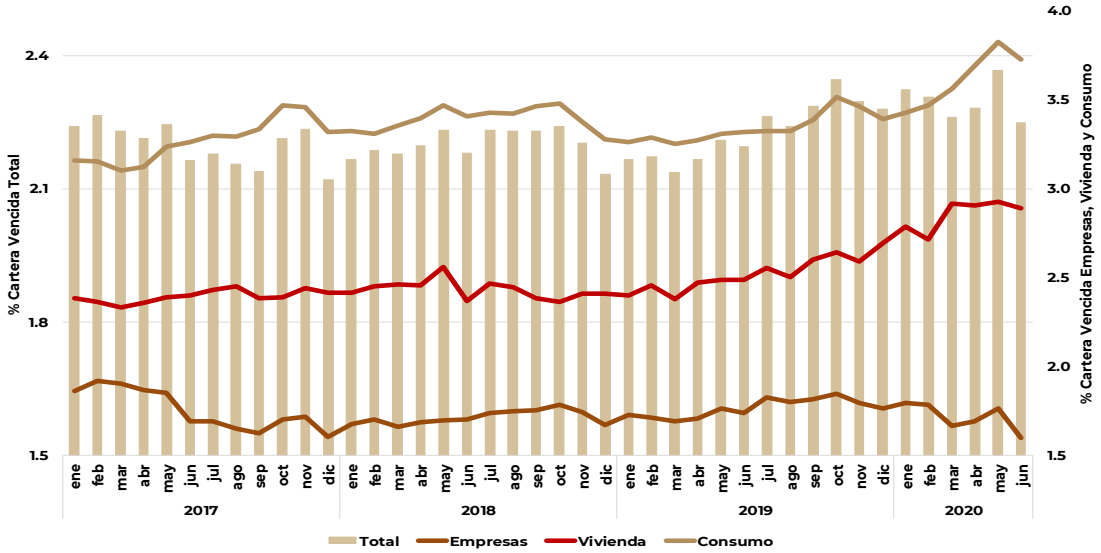
Para las empresas, la banca en México pronostica que el apoyo financiero a nuevos proyectos productivos rentables ante un escenario de tanta incertidumbre dé como resultado una

[64] BBVA Research. Contingencia sanitaria agravará la desaceleración del crédito y la captación bancarias.

menor demanda de financiamiento para la inversión.

En la Figura 6.13.27 se aprecia que, en los primeros meses de 2020, se presentó un repunte en la cartera vencida con respeto al total de la cartera vigente, sobre todo en los sectores vivienda y consumo. Si la reactivación económica no ocurre pronto, podría ocurrir que tanto las empresas como lo hogares dejen de cumplir las obligaciones que tienen contraídas con la banca comercial, incrementando la cartera vencida de manera considerable.

Figura 6.13.27. Porcentaje de la cartera vencida con respecto al crédito vigente total al sector privado, 2017 — 2020



Inflación y Tasa de interés

En julio de 2020 el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) presentó un aumento de 0.6% respecto al mes inmediato anterior, que dio como resultado una inflación anual de 3.62 por ciento. Para el mismo mes de 2019 la inflación anual fue de 3.78 por ciento. La inflación de julio es la menor para un mes similar desde 2016 y dentro del rango objetivo del Banco de México por décimo cuarto mes consecutivo.

Lo anterior es resultado del comportamiento de los subíndices que integran al INPC, pues la inflación subyacente registró un incremento anual de 3.85%, donde el rubro que destaco fue el de alimentos, bebida y tabaco con un incremento de 6.9 por ciento. Por su parte la inflación anual no subyacente fue de 2.9%, siendo el resultado de un alza en los precios de las frutas y verduras de 8.43%, al igual que las tarifas del gobierno con un incremento de 4.0% y una disminución de los energéticos de -0.4 por ciento. De forma mensual estos últimos tuvieron un incremento de 3.9 por ciento.

En los primeros siete meses del año, la mayor inflación se presentó en febrero ubicándose en 3.7% y la menor en abril con 2.5 por ciento. La inflación acumulada del periodo se situó en 1.43%, mayor a la del mismo lapso de 2019 (0.65%), pero menor al mismo periodo de 2018 (1.66%) y 2017 (3.57%).

El consumo privado entre otros factores se vio afectado por el alza de precios, dando como resultado una disminución en el mes de mayo de -9.9%, de forma particular el consumo de los bienes nacionales disminuyeron -23.1% y los importados -38.3 por ciento. En su comparación acumulada en el periodo enero-mayo cayó -24.8 por ciento.

En cuanto a la tasa de interés, diversos bancos centrales de economías avanzadas y emergentes redujeron significativamente sus tasas de interés, con tasas cercanas a cero o incluso negativas. Para el caso de México y ante las afectaciones derivadas del COVID-19, se decidió disminuir en 50 puntos base el objetivo para la Tasa de Interés Interbancaria a un día a un nivel de 4.5 por ciento[65].

Banco de México ha pronunciado que implementará medidas adicionales para promover un comportamiento ordenado de los mercados financieros, fortalecer los canales de otorgamiento de crédito en la economía y proveer liquidez para el sano desarrollo del sistema financiero. Los retos derivados de la pandemia para la política monetaria incluyen tanto la importante afectación a la actividad económica como un choque financiero y sus efectos en la inflación. En el horizonte de pronóstico de Banxico de 12 a 24 meses se prevé que ambas tasas se ubiquen alrededor de 3.0 por ciento.

Por otra parte, en la encuesta de especialistas privados de Banxico de julio de 2020, se estima que la inflación de 2020 sea de 3.6% y para 2021 de 3.5 por ciento. De igual forma se estima que la tasa de fondeo interbancario al cierre del cuarto trimestre en 2020 y 2021 sea de 4.5 por ciento.

Respuesta a la pandemia

El 22 de abril de 2020 se dio a conocer el Plan para enfrentar la crisis económica derivada de la pandemia de COVID-19 y la caída del precio del petróleo, el cual tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. Esta estrategia se basa principalmente en la aplicación rigurosa de la Ley de Austeridad Republicana en el ejercicio de la Administración Pública Federal y el mantenimiento de programas y proyectos estratégicos.

En el Decreto por el que se establecen las medidas de austeridad[66] se encuentra el de no ejercer el 75.0% del presupuesto disponible de las partidas de servicios generales, materiales y suministros, incluyendo lo supuestamente comprometido. En su numeral V se mencionan los programas prioritarios que seguirán en marcha, de los cuales destacan los siguientes:

- Guardia Nacional
- Aeropuerto General Felipe Ángeles
- Producción petrolera
- Rehabilitación de las seis refinerías
- Construcción de la refinería de Dos Bocas
- Generación de energía eléctrica con la modernización de plantas e hidroeléctricas
- Tren Interurbano México-Toluca
- Tren Maya
- Desarrollo del Istmo de Tehuantepec
- Programas sociales

[65] Banxico, Anuncio de Política Monetaria, 03 de agosto de 2020.
[66] DOF, Decreto por el que se establecen las medidas de austeridad que deberán observar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal bajo los criterios que en el mismo se indican. 23 de abril de 2020.

De igual forma se menciona que con las medidas de austeridad planteadas será posible aumentar el presupuesto para llevar acabo los programas sociales y los proyectos prioritarios. Con lo que se otorgará 3 millones de créditos a personas y a pequeñas empresas familiares y la creación de 2 millones de empleos. Lo anterior sin aumentar el precio de los combustibles, ni los impuestos o crear impuestos nuevos y sin endeudar al país.

En el ámbito internacional, el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC) entró en vigor el 1° de julio de 2020[67], el cual impulsará la recuperación económica del país y de la región de América del Norte posterior a la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19.

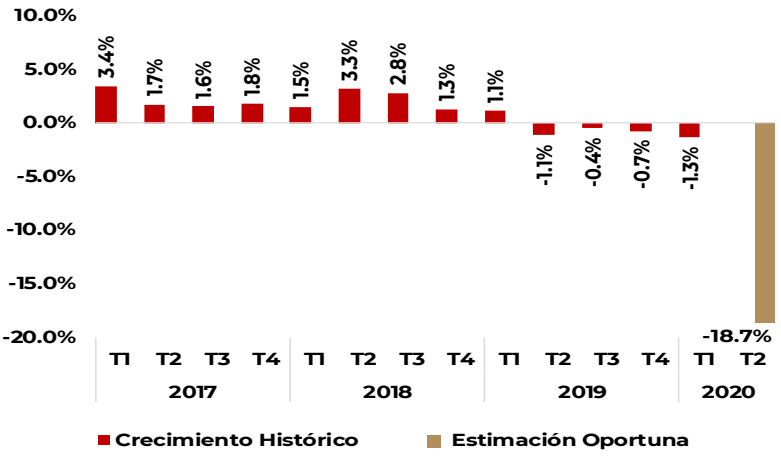
Escenarios Contingencia Sanitaria 2020 — 2034

El primer trimestre de 2020 el PIB disminuyo -1.3% en términos reales, donde el sector agrícola creció 0.9% mientras que el industrial y los servicios disminuyeron -2.6% y -0.7%, respectivamente.

El INEGI en su publicación del PIB[68] durante el segundo trimestre de 2020, señala que este disminuyó -18.7% en el segundo trimestre del 2020, siendo el quinto trimestre con caída de forma consecutiva y el mayor descenso registrado.

Por componentes del PIB, las tres actividades económicas retrocedieron durante el segundo trimestre, con caídas de -25.7% para las secundarias, -16.2% para las terciarias y -0.5% para las actividades primarias. En términos acumulados, el PIB de México reporta una variación de -10.1% en el primer semestre de 2020 respecto al mismo trimestre de 2019 con -14.1% las actividades secundarias, -8.5% las actividades terciarias y 0.2% las actividades primarias.

Figura 6.14.1. Producto Interno Bruto al segundo trimestre de 2020
(Variación porcentual real respecto a igual trimestre del año anterior)



[67] Secretaria de Economía, Comunicado de prensa No. 37. 24 de abril de 2020.
[68] INEGI, Producto Interno Bruto de México durante el segundo trimestre de 2020, Comunicado de prensa núm. 407/20.

Lo anterior es consecuencia del menor dinamismo económico ante el impacto que ha tenido la pandemia de COVID-19 en el país, aunado a los factores externos como el paro de la cadena productiva en Estados Unidos. Por otra parte, las perspectivas macroeconómicas en el presente tienen un elevado nivel de incertidumbre por la complejidad de la situación de la epidemia y la volatilidad del petróleo, lo que dificulta establecer un pronóstico puntual de crecimiento para la economía nacional.

El subgobernador del Banco de México prevee que la recuperación de la economía tendría forma de "U" y que no se podía descartar una forma de "W", en caso de que hubiera rebrotes de coronavirus que obligaran a nuevos cierres de actividades.

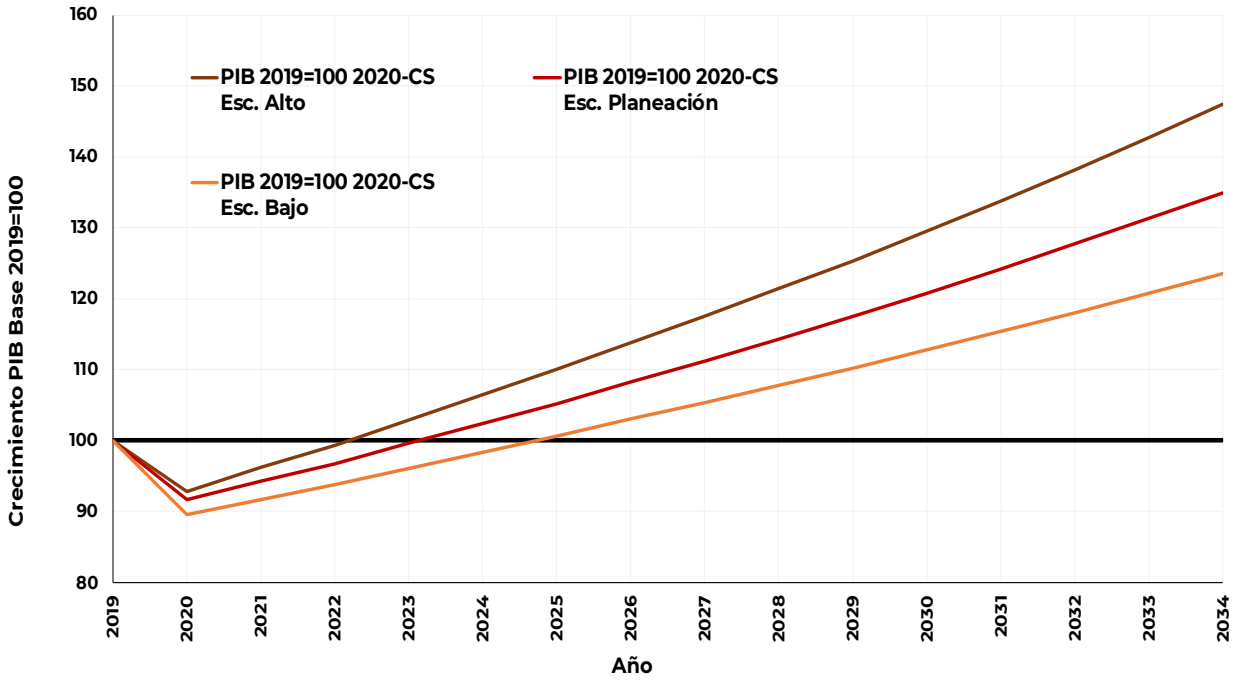
Diversas instituciones han calculado la desaceleración del crecimiento económico, dentro de los que destacan la Secretaría de Hacienda, diversas Corredurías y Organismos Internacionales. De acuerdo con dichas estimaciones, se establecieron tres escenarios de decremento de la economía mexicana para el año 2020, los cuales se muestran a continuación.

Cuadro 6.14.1. Pronóstico del PIB para el cierre de 2020 (Variación porcentual anual)

Sector	2020-CS Esc. Alto -7.1%	2020-CS Esc. Planeación -8.3%	2020-CS Esc. Bajo -10.5%
Agropecuario, Silvicultura y Pesca	**1.7**	**0.5**	**-0.3**
Industrial	**-8.9**	**-10.0**	**-12.4**
Industria Manufacturera	-10.8	-12.0	-14.5
Construcción	-8.2	-9.3	-11.5
Generación, Transmisión y Suministro de Electricidad	2.1	1.5	0.9
Servicios	**-6.7**	**-7.9**	**-10.1**
Comercio	-4.1	-5.3	-7.6
Alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas	-5.9	-7.1	-9.3

Para el largo plazo, se estima que la economía nacional muestre signos de recuperación. En la Figura 6.14.2 se muestra la perspectiva de crecimiento económico 2020-2034. Para el escenario de planeación, se espera una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.0% mientras que, para los escenarios alto y bajo, se estima una tmca de 2.6% y 1.4%, respectivamente. En los tres escenarios ya se contempla el efecto de la contingencia sanitaria en las actividades productivas.

Figura 6.14.2. Comparativo de crecimiento económico 2020-2034, base 2019=100

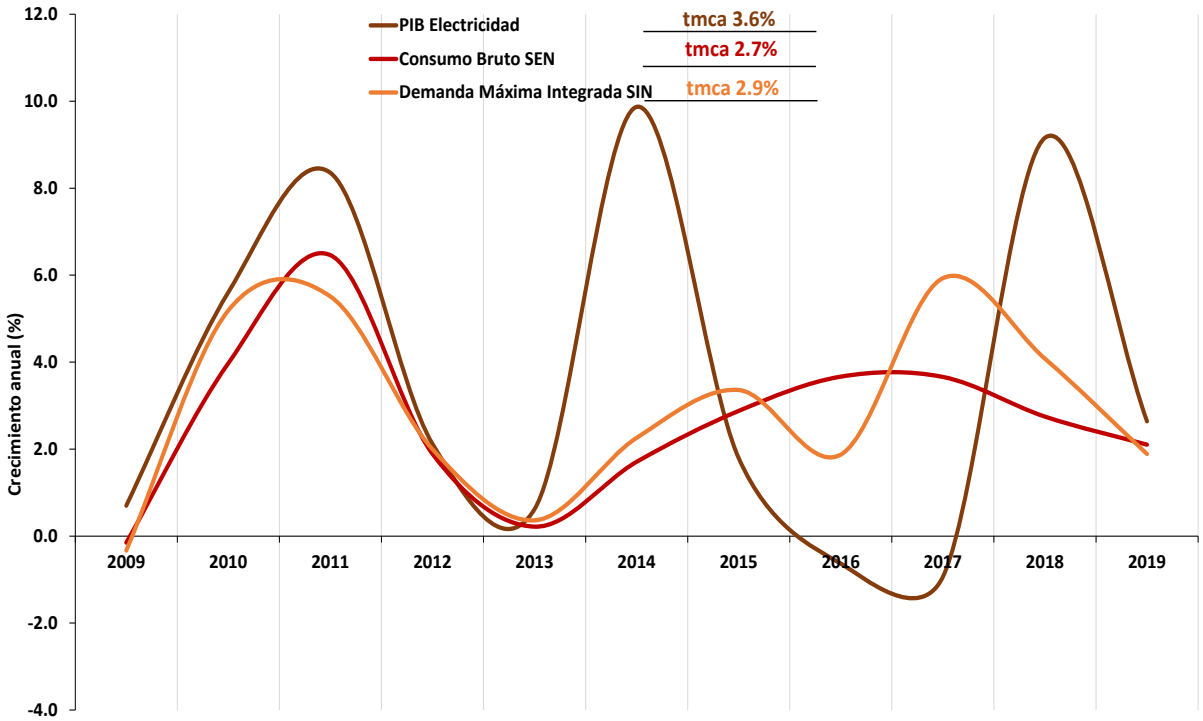


El comportamiento de la actividad económica del país es un factor de gran relevancia para el sector eléctrico, toda vez que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado de forma positiva con el PIB, teniendo un coeficiente de correlación anual de 0.9 por ciento. Es por ello que la energía eléctrica se considera un insumo sustancial para lleva a cabo un gran número de las actividades productivas.

En la Figura 6.14.3 se observa la correlación entre el PIB de la electricidad[69], la demanda y el consumo de la energía eléctrica. Destaca el comportamiento entre 2009 y 2013 con tasas similares entre las tres variables. A partir del 2014 las curvas se alejan, pero siguen guardando la correlación existente. Esta relación se da gracias a que el crecimiento del PIB induce a un incremento en la demanda (mayor equipamiento en los hogares y las actividades productivas) y a su vez a un mayor acceso al suministro eléctrico.

[69] PIB correspondiente al subsector 221, Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Figura 6.14.3. Evolución del crecimiento del PIB electricidad, Consumo bruto SEN y Demanda máxima SIN



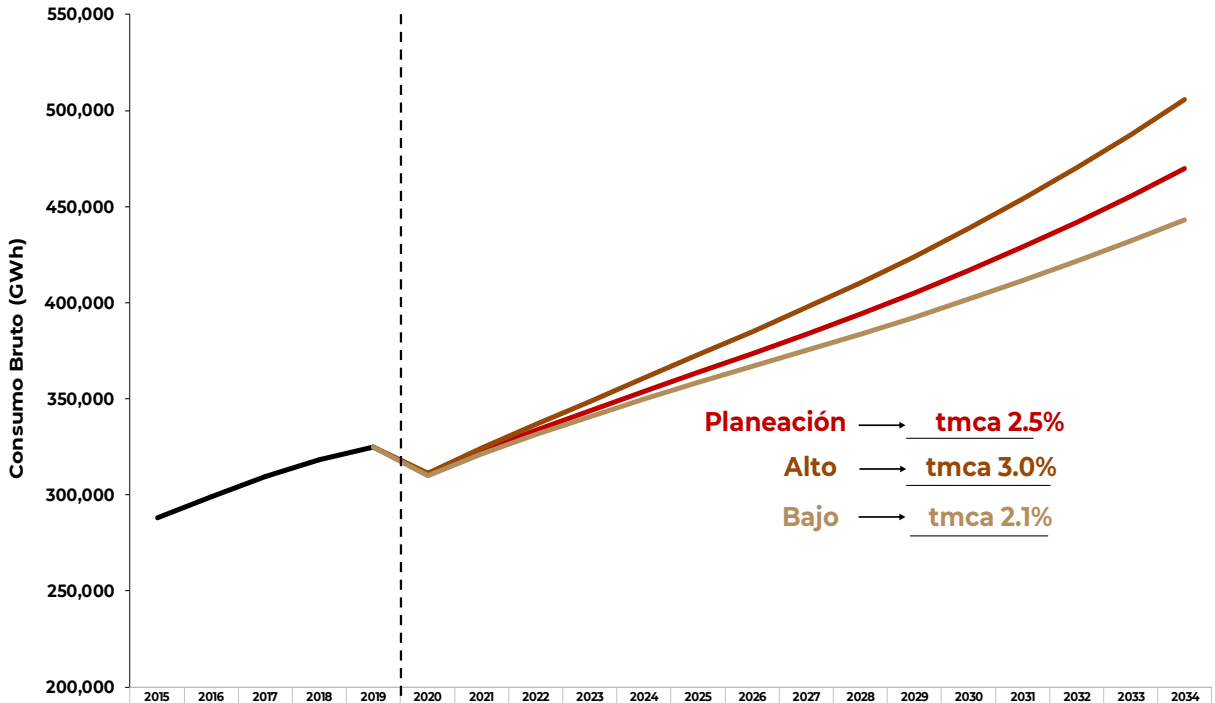
Pronóstico de Demanda y Consumo 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

Una vez revisado al comportamiento de causalidad entre el PIB, la demanda y el consumo de la energía eléctrica se desarrollaron tres posibles pronósticos de demanda y consumo a partir de los escenarios de crecimiento económico de las Instituciones y Organismos Internacionales. Todos ellos bajo el impacto del COVID-19 donde las estimaciones son claras, la economía se verá afectada negativamente por la pandemia. Asimismo, en el desarrollo de los tres escenarios de pronóstico de demanda y consumo esperado para este 2020, se consideraron diversos factores, entre los más determinantes además de las previsiones de crecimiento económico se encuentran: la estacionalidad, precio de combustibles, precio de electricidad, pérdidas de energía eléctrica, generación distribuida y la estructura de consumo final eléctrico.

Consumo bruto 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

En la Figura 6.16.1 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo, estos escenarios ya consideran los efectos de la Contingencia Sanitaria y se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.5%, para el escenario Alto de 3.0% y el escenario Bajo 2.1%, en el mismo sentido, en el cuadro 6.16.1 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

Figura 6.16.1. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria
Escenarios de Planeación, Alto y Bajo



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planeación (GWh)	288,225	298,792	309,727	318,236	324,927	310,762	322,904	333,403	343,529	353,903	363,939	373,498	383,678	394,110	405,176	416,837	429,099	441,812	455,401	469,669
INCREMENTO (%)	2.9	3.7	3.7	2.7	2.1	-4.4	3.9	3.3	3.0	3.0	2.8	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.1
Alto (GWh)						311,415	324,606	336,625	348,647	360,954	373,116	384,862	397,354	410,218	423,972	438,536	453,951	470,090	487,414	505,735
INCREMENTO (%)						-4.2	4.2	3.7	3.6	3.5	3.4	3.1	3.2	3.2	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8
Bajo (GWh)						310,009	321,433	331,264	340,574	349,890	358,605	366,691	375,103	383,533	392,392	401,713	411,425	421,411	432,056	443,162
INCREMENTO (%)						-4.6	3.7	3.1	2.8	2.7	2.5	2.3	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6

Consumo bruto regional (GWh) 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

Tomando como base el escenario de Planeación Contingencia Sanitaria, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en el sistema Mulegé y en la GCR Peninsular con 3.6% y 3.5% respectivamente, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 1.3%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2020 — 2025) se pronostica que el sistema Mulegé crecerá 3.6% y la GCR Central con 0.6% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 6.16.2 y Cuadro 6.16.1).

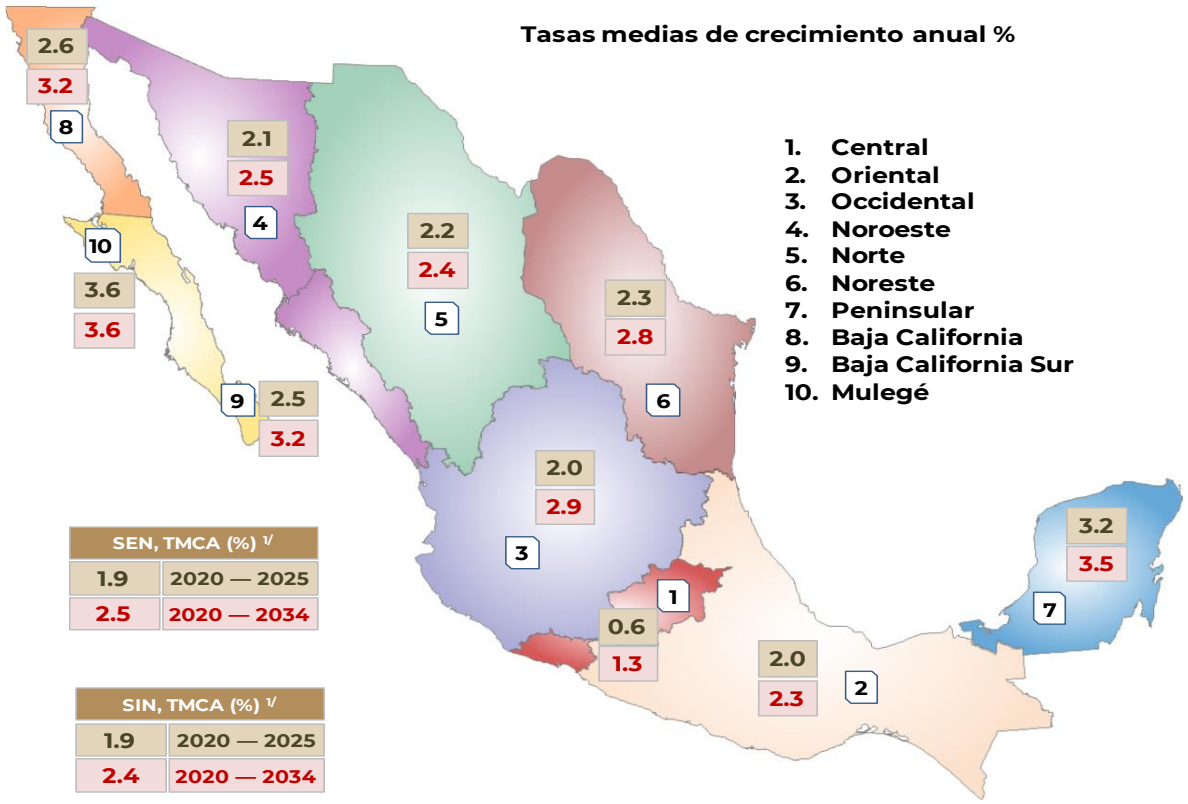
Cuadro 6.16.1. Pronóstico del consumo bruto por GCR 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria
Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	3.0	2.5	2.1
SIN	2.9	2.4	2.1
Central	1.7	1.3	1.0
Oriental	2.8	2.3	2.0
Occidental	3.5	2.9	2.4
Noroeste	2.8	2.5	2.2
Norte	2.9	2.4	2.1
Noreste	3.5	2.8	2.3
Peninsular	4.0	3.5	3.2
Baja California	3.9	3.0	2.7
Baja California Sur	3.9	3.2	2.6
Mulegé	3.9	3.6	3.1

Cuadro 6.16.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria
Escenario de Planeación

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	57,100	49,100	66,500	24,350	28,050	54,950	12,950	14,900	2,700	162	293,000	310,762
2021	58,842	50,868	69,193	25,202	29,172	57,450	13,857	15,332	2,822	167	304,583	322,904
2022	59,965	52,648	71,580	26,009	30,310	59,462	14,549	15,761	2,946	173	314,523	333,403
2023	61,045	54,491	73,943	26,763	31,219	61,602	15,131	16,092	3,063	179	324,194	343,529
2024	62,083	56,343	76,161	27,512	32,031	63,710	16,158	16,549	3,171	185	333,998	353,903
2025	63,076	58,259	78,446	28,228	32,799	65,914	16,721	17,029	3,275	191	343,443	363,939
2026	64,090	60,040	80,701	28,936	33,575	67,732	17,294	17,553	3,378	198	352,368	373,498
2027	65,162	61,674	83,185	29,693	34,369	69,737	18,046	18,116	3,490	206	361,866	383,678
2028	66,266	63,241	85,882	30,475	35,208	71,769	18,711	18,732	3,612	213	371,552	394,110
2029	67,418	64,795	88,762	31,309	36,121	73,957	19,438	19,409	3,746	220	381,801	405,176
2030	68,622	66,404	91,826	32,183	37,071	76,260	20,215	20,139	3,889	228	392,581	416,837
2031	69,865	68,026	95,132	33,077	38,102	78,773	20,935	20,915	4,038	236	403,910	429,099
2032	71,155	69,652	98,586	34,014	39,140	81,342	21,747	21,735	4,195	244	415,638	441,812
2033	72,530	71,364	102,328	34,998	40,262	84,159	22,527	22,621	4,360	253	428,167	455,401
2034	73,947	73,173	106,276	36,021	41,467	87,057	23,379	23,556	4,531	262	441,320	469,669

Figura 6.16.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2020 – 2025 y 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria Escenario de Planeación



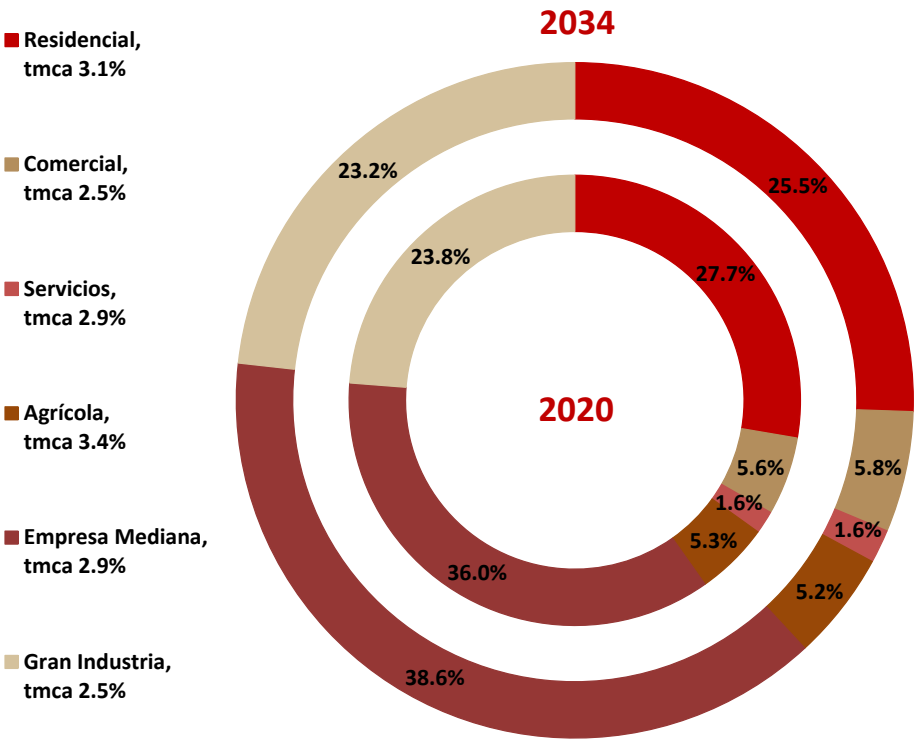
1/ tmca, año de referencia 2019.

Consumo Final 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

Derivado de la pandemia actual, parte de la actividad productiva se frenó para evitar la dispersión de la infección y por lo tanto se modificó la demanda de energía, tal es el caso del sector Residencial que ante el mandato de "quedarse en casa", los hogares mexicanos durante este confinamiento han propiciado un aumento en su consumo de energía, dichos incrementos iniciaron a partir de abril, originado por el mayor uso de aparatos electrónicos como televisores, computadoras, consolas de videojuegos, entre otros, así como el aire acondicionado en ciertas regiones del país.

Para diciembre de 2020 se estimó que el consumo del sector Residencial tenga un crecimiento alrededor de 8.5% en comparación con el 2019, pues además del trabajo en casa, ahora se suma el regreso a clases a distancia con el programa de la SEP "Aprende en Casa II" donde alrededor de 30 millones de estudiantes desde preescolar hasta bachillerato iniciaron el ciclo escolar 2020-21. Dicho programa consiste en transmitir las clases por televisión donde la programación se repetirá incluso los fines de semana. En cuanto a las clases presenciales se reanudarán hasta que se llegue a verde en el semáforo epidemiológico y de forma escalonada, por lo que se espera que el sector Residencial tenga una mayor participación en el consumo al final del horizonte.

Figura 6.17.1. Consumo final del SEN 2020 y 2034, Escenario de Planeación, Contingencia Sanitaria



Para los demás sectores se espera una contracción de su consumo, estimado en -11.0% para el Comercial, -9.0% para la Empresa Mediana y -6.1% para la Gran Industria derivado de los cierres y paros de actividad económica. El total del consumo final se calcula que disminuirá alrededor de -3.2 por ciento.

En el periodo 2020-2034 se estima que el consumo final tenga un crecimiento promedio de 2.9%, en condiciones de contingencia sanitaria. El sector que supone un mayor incremento es el Agrícola y Residencial con 3.4% y 3.1%, respectivamente. Le siguen el sector Servicios y Empresa Mediana con 2.9%, cada uno.

Para 2034, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.6% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 25.5%, seguido de la Gran Industria con 23.2% y el resto de los sectores —Comercial, Agrícola y Servicios— conforman el 12.7% faltante, tal y como se observa en la Figura 6.17.1.

Demanda Máxima 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

A continuación, se mencionarán algunas de las características de la demanda máxima integrada, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años en donde se incluyen los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria.

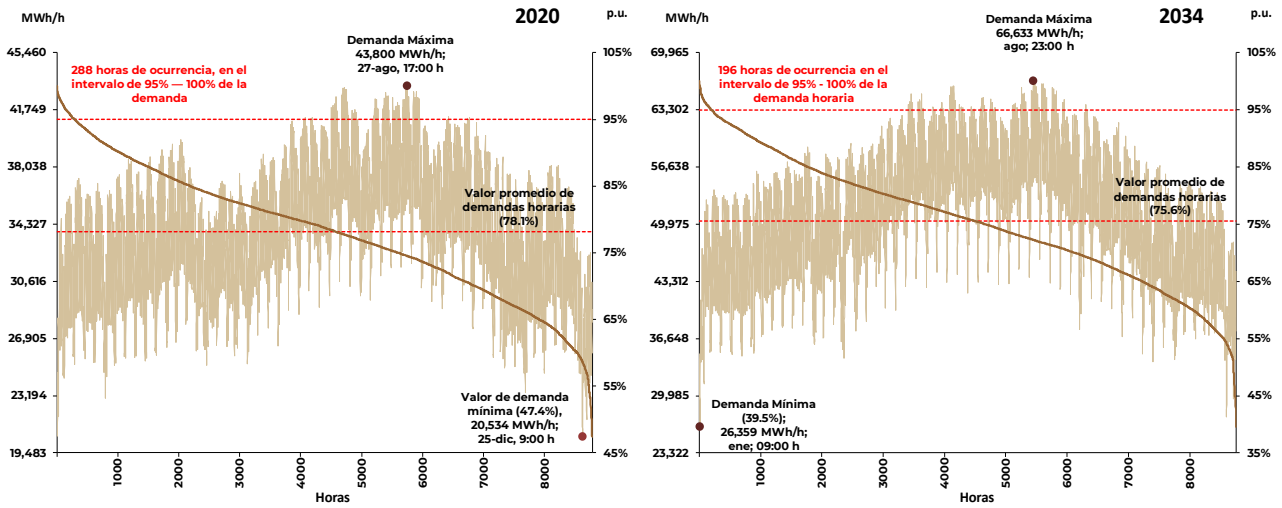
Históricamente la demanda máxima coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas.

Para las características de la curva de carga en 2020 del SIN en el escenario de

Planeación Contingencia Sanitaria, considerando los valores reales hasta julio de 2020 y para el resto del año valores pronosticados. Los efectos de la Contingencia Sanitaria son más profundos en el periodo de abril a agosto, esta afectación se ve reflejada principalmente en la concentración de horas en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima, siendo de 288 horas de ocurrencia sobre el 5.0% de abatimiento de la demanda máxima, la demanda mínima integrada se espera que suceda en diciembre con un valor del 47% de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 78.1%—factor de carga—, mientras que la demanda máxima se estima que presente un valor de 43,800 MWh/h en el mes de agosto.

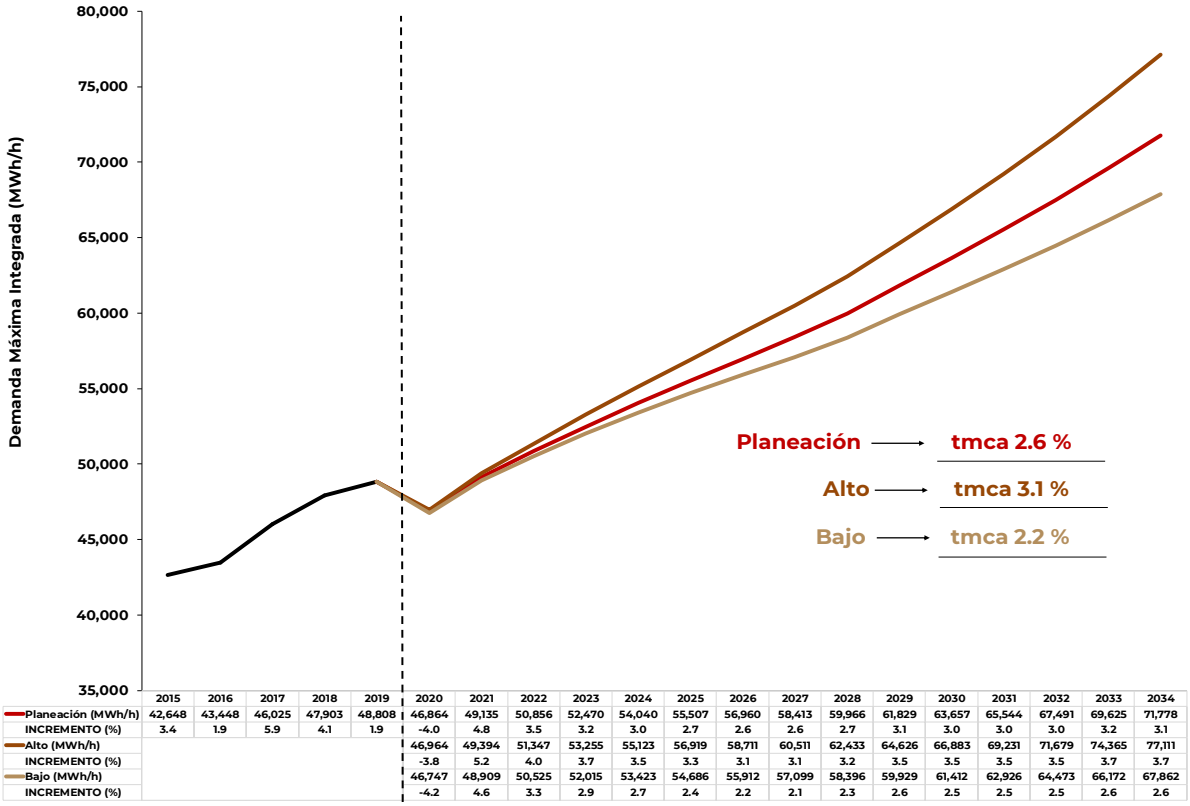
Para 2034, se estima serán: una concentración de 196 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presentará al 39.5% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 75.6% —factor de carga—. La demanda presentará un comportamiento 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 del sistema, como se muestra en la Figura 6.18.1.

Figura 6.18.1. Curva de carga del SIN 2020 y 2034, Contingencia Sanitaria



De acuerdo con las estimaciones considerando los efectos de la Contingencia Sanitaria, para la demanda máxima integrada del SEN se proyectó una tmca del 2.6% para el horizonte de Planeación, 3.1% para el escenario Alto y 2.2% para el escenario Bajo. En la Figura 6.18.2 se presentan los crecimientos del SEN y en el Cuadro 6.18.1 se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.18.2. Pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN[1/] 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria Escenario de Planeación, Alto y Bajo



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planeación (MWh/h)	42,648	43,448	46,025	47,903	48,808	46,864	49,135	50,856	52,470	54,040	55,507	56,960	58,413	59,966	61,829	63,657	65,544	67,491	69,625	71,778
INCREMENTO (%)	3.4	1.9	5.9	4.1	1.9	-4.0	4.8	3.5	3.2	3.0	2.7	2.6	2.6	2.7	3.1	3.0	3.0	3.0	3.2	3.1
Alto (MWh/h)						46,964	49,394	51,347	53,255	55,123	56,919	58,711	60,511	62,433	64,626	66,883	69,231	71,679	74,365	77,111
INCREMENTO (%)						-3.8	5.2	4.0	3.7	3.5	3.3	3.1	3.1	3.2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.7	3.7
Bajo (MWh/h)						46,747	48,909	50,525	52,015	53,423	54,686	55,912	57,099	58,396	59,929	61,412	62,926	64,473	66,172	67,862
INCREMENTO (%)						-4.2	4.6	3.3	2.9	2.7	2.4	2.2	2.1	2.3	2.6	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6

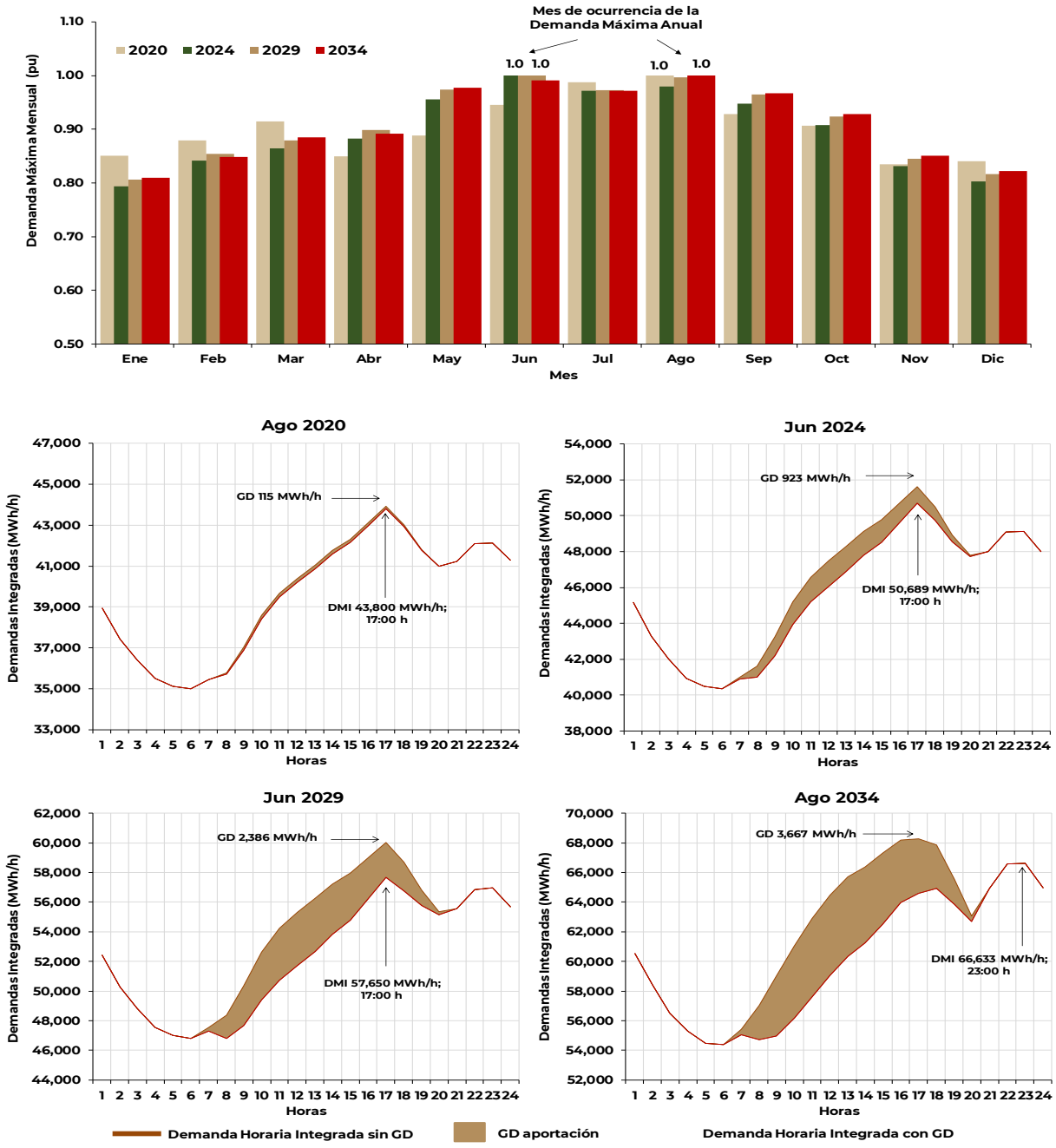
1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria, Comportamiento Estacional y Generación Distribuida

En la Figura 6.18.3, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2020, 2024, 2029 y 2034, en donde se consideran los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria, así como el impacto de la penetración de la GD. Se observa que la demanda máxima anual se presentará en los meses de junio (2024 y 2029) y agosto (2020 y 2034). En el final del horizonte el comportamiento de la demanda máxima cambia su hora de ocurrencia, de las 17:00 h a las 23:00 h debido al efecto conjunto de la GD y el aprovechamiento del consumo de electricidad a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para 2024 se espera que la capacidad instalada acumulada en el SEN GD-FV alcance 2,915 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en 8,137 MW instalados. Dicha GD-FV aportará una demanda coincidente cercana a 3,667 MWh/h en la máxima integrada de la tarde (17:00 h) del SIN, con lo cual se desplaza la demanda máxima anual de la tarde a la noche (22:00 a 23:00 h) a partir del 2030 hasta el 2034, dicho efecto se observa en la Figura 6.18.3.

Figura 6.18.3. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034, Escenario de Planeación, Contingencia Sanitaria



Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2020 — 2034, Contingencia Sanitaria

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.18.2, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN. En la Figura 6.18.4 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2020 — 2025 y 2020 — 2034 para cada GCR y SIN.

Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.0%, seguido del Sistema Mulegé con 3.3%, y la GCR con menor crecimiento es el Central con 1.6%. Para el mediano plazo 2020 — 2025 el sistema Mulegé, GCR Peninsular y Baja California en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 1.1 por ciento.

Cuadro 6.18.1. Pronóstico de la demanda máxima integrada por GCR 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN[1/]	3.1	2.6	2.2
SIN	3.0	2.5	2.1
Central	1.9	1.6	1.3
Oriental	3.0	2.6	2.3
Occidental	3.7	3.1	2.6
Noroeste	2.9	2.5	2.2
Norte	3.0	2.6	2.3
Noreste	3.4	2.8	2.3
Peninsular	4.4	4.0	3.6
Baja California	4.1	3.4	2.9
Baja California Sur	3.8	3.1	2.6
Mulegé	3.7	3.3	2.9

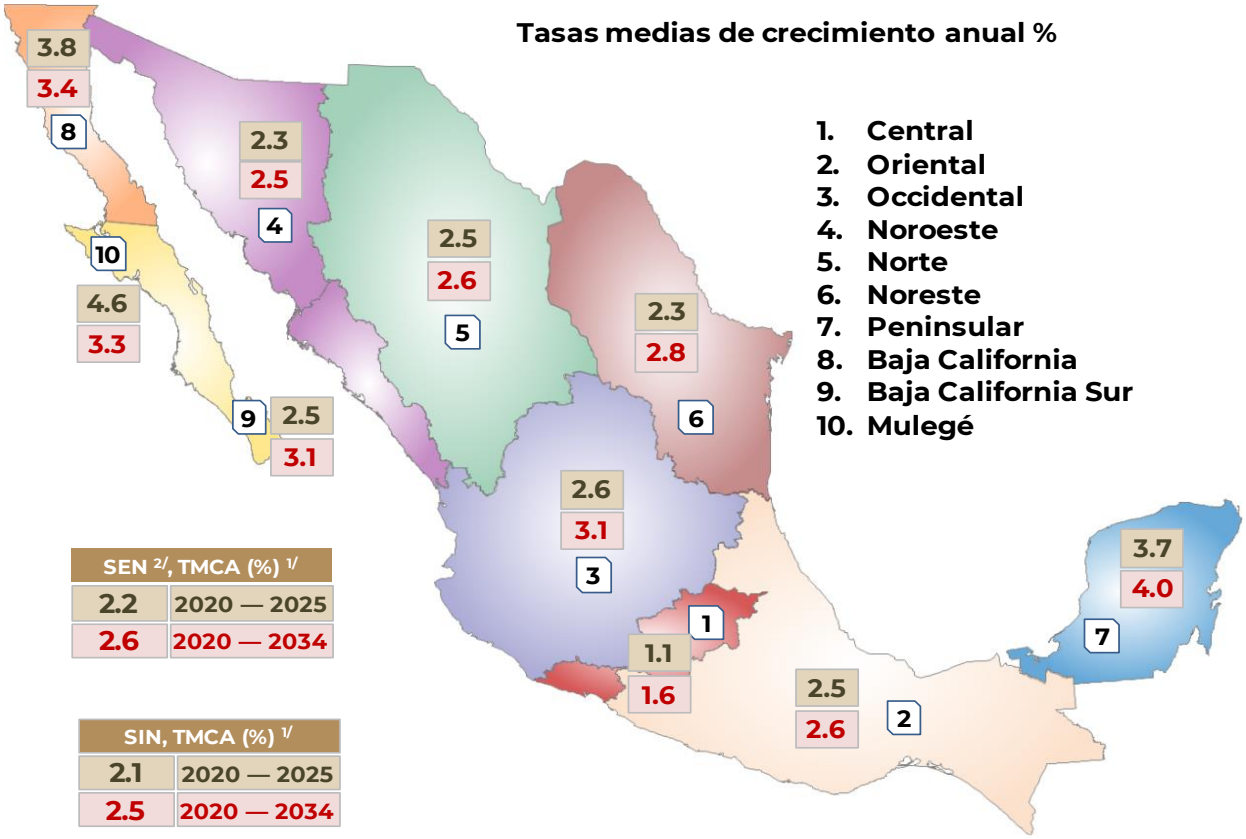
1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.18.2. Pronóstico regional de la demanda máxima integrada por GCR 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria Escenario de Planeación

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN[1/]
2020	8,717	7,481	9,786	4,900	4,922	9,200	2,090	3,133	497	31	43,800	46,864
2021	8,850	7,826	10,245	5,184	5,084	9,716	2,278	3,221	519	32	46,078	49,135
2022	8,978	8,177	10,667	5,448	5,262	10,064	2,404	3,317	544	34	47,690	50,856
2023	9,097	8,533	11,077	5,711	5,408	10,403	2,511	3,407	569	36	49,224	52,470
2024	9,216	8,853	11,440	5,926	5,513	10,759	2,697	3,522	595	37	50,689	54,040
2025	9,327	9,173	11,800	6,103	5,622	11,114	2,794	3,615	622	39	52,063	55,507
2026	9,500	9,462	12,206	6,277	5,758	11,375	2,902	3,724	640	40	53,414	56,960
2027	9,682	9,739	12,619	6,457	5,851	11,708	3,039	3,810	661	41	54,775	58,413
2028	9,869	10,000	13,069	6,644	6,028	12,029	3,163	3,945	684	42	56,189	59,966
2029	10,065	10,260	13,383	6,774	6,234	12,495	3,297	4,086	708	43	57,650	61,829
2030	10,264	10,527	13,902	6,939	6,362	12,840	3,439	4,239	735	44	59,137	63,657
2031	10,467	10,802	14,436	7,107	6,532	13,232	3,573	4,336	763	45	60,888	65,544
2032	10,675	11,070	14,987	7,328	6,710	13,601	3,721	4,493	791	46	62,657	67,491
2033	10,894	11,349	15,575	7,557	6,840	14,109	3,864	4,612	822	47	64,648	69,625
2034	11,115	11,651	16,019	7,699	7,086	14,631	4,023	4,772	853	48	66,633	71,778

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Figura 6.18.4. Pronóstico Regional de la demanda máxima 2020 – 2025 y 2020 – 2034, Contingencia Sanitaria Escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2019
2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

7

CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO

VII. Características de los escenarios de estudio

Demanda máxima de verano

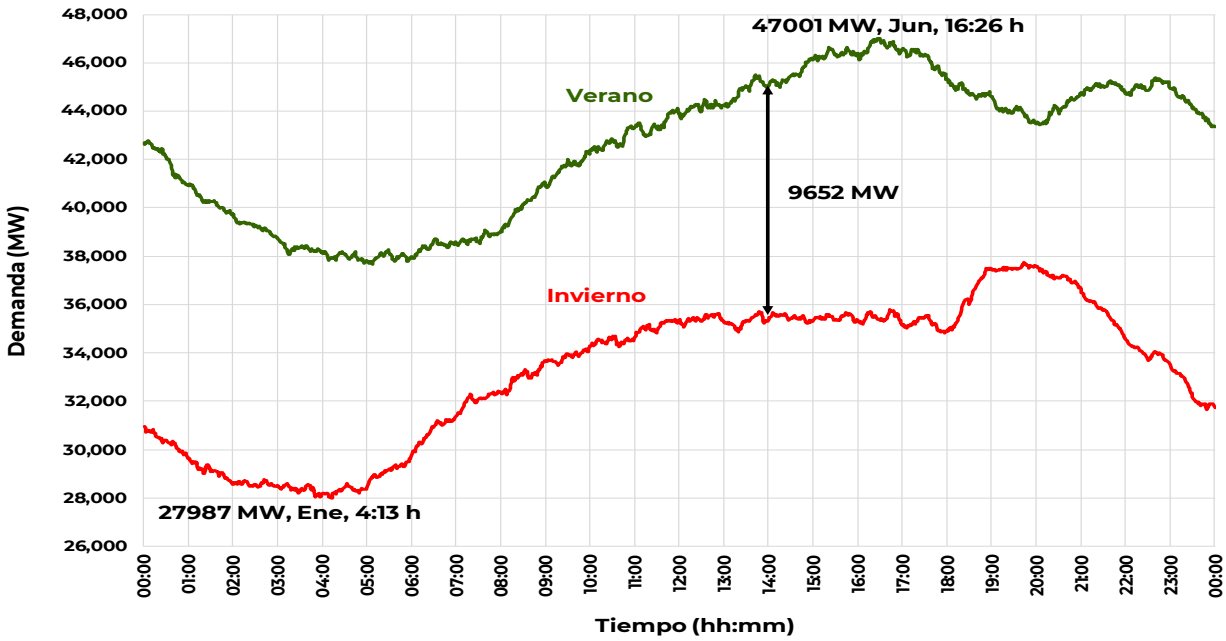
De acuerdo con el comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales en las GCR Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé. Por efecto de estos crecimientos, a nivel SIN, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:00 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 líneas y transformación, mayores requerimientos de compensación de potencia reactiva capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa.

En este escenario, es necesario evaluar el comportamiento futuro del sistema eléctrico para determinar y prever congestionamientos en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas y consecuentemente necesidades de refuerzos en la red de transmisión, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.

En la figura 7.1.1 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 16:26 h, con un valor instantáneo de 47,001 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno aproximadamente 1,624 MW.

Figura 7.1.1. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2019

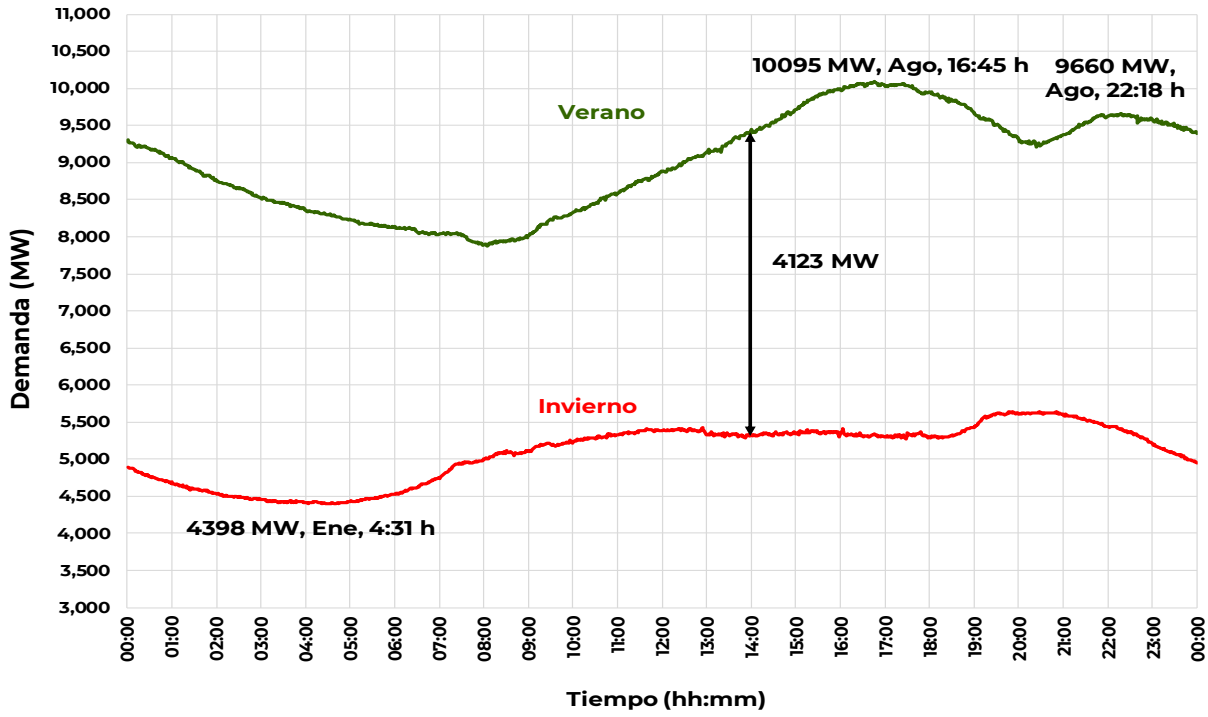


Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las GCR Noroeste y Norte presentan un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.2.1. Considerando la integración gradual de generación solar que alcanza su magnitud máxima 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 GCR, 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 de transmisión.

Figura 7.2.1. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2019

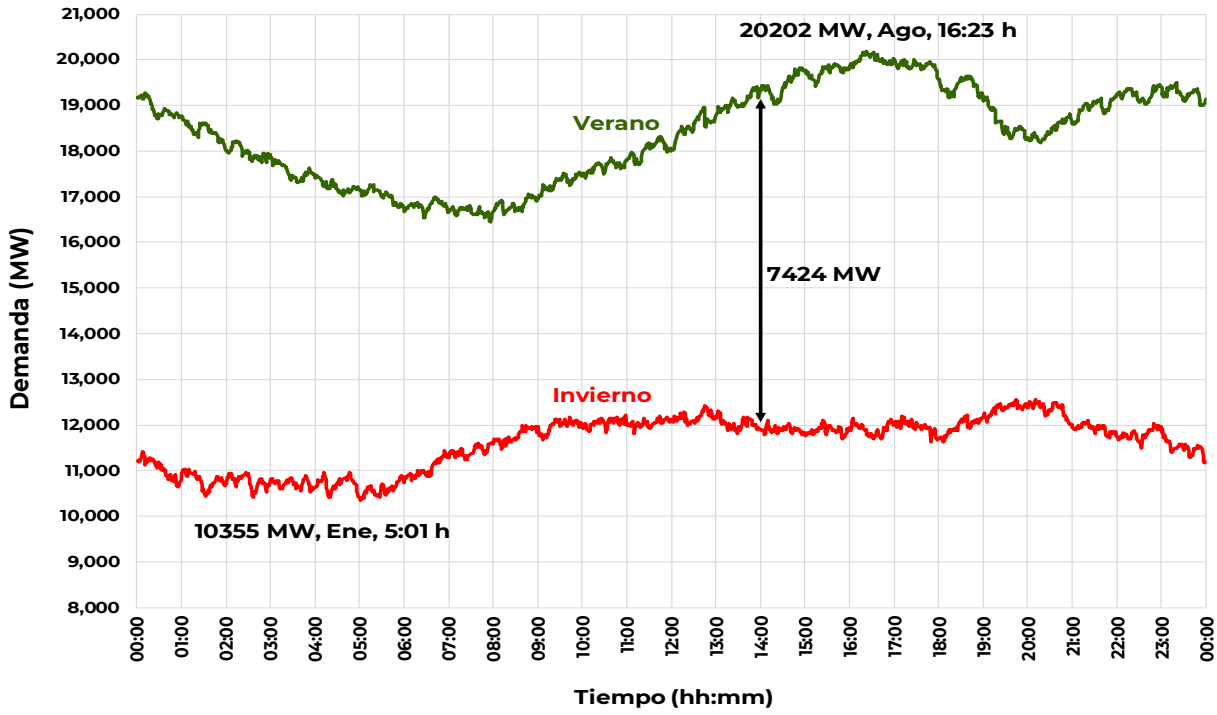


Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste, Norte y Noreste

Similar al periodo mencionado en el punto anterior, la demanda máxima coincidente de estas tres GCR presenta un pico por la tarde superior al pico nocturno; el pico vespertino se alcanzó a las 16:23 h con una magnitud de 20,202 MW. En la figura 7.3.1 se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. El rizado que se observa se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico en la GCR Noreste. También, durante el

pico nocturno al tenerse fuera la generación solar se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia con efectos en la factibilidad de congestionamiento de la red de transmisión, en la carga en transformadores y en la regulación de voltaje principalmente. Del análisis correspondiente se derivarán las necesidades de infraestructura de la RNT y las RGD, así como, requerimientos de características flexibles en las Centrales Eléctricas que se vayan interconectando al SIN.

Figura 7.3.1. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte + Noreste en el verano e invierno de 2019



Demanda máxima de verano, Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur

Las estadísticas muestran que la demanda máxima instantánea de verano de los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur se presentó en los meses de septiembre y agosto, entre las 16:00 y 18:00 h respectivamente. En 2019 la demanda máxima de verano del sistema Baja California fue en septiembre, con una magnitud de 2,906 MW, a las 15:54 h, como se observa en la figura 7.4.1.

En la figura 7.4.2 se muestra el comportamiento de la demanda de verano del sistema Baja California Sur, que ocurrió en julio a las 16:07 h, con un valor de 539 MW.

Figura 7.4.1. Perfil real de la demanda del Baja California (Norte)
en el verano e invierno de 2019

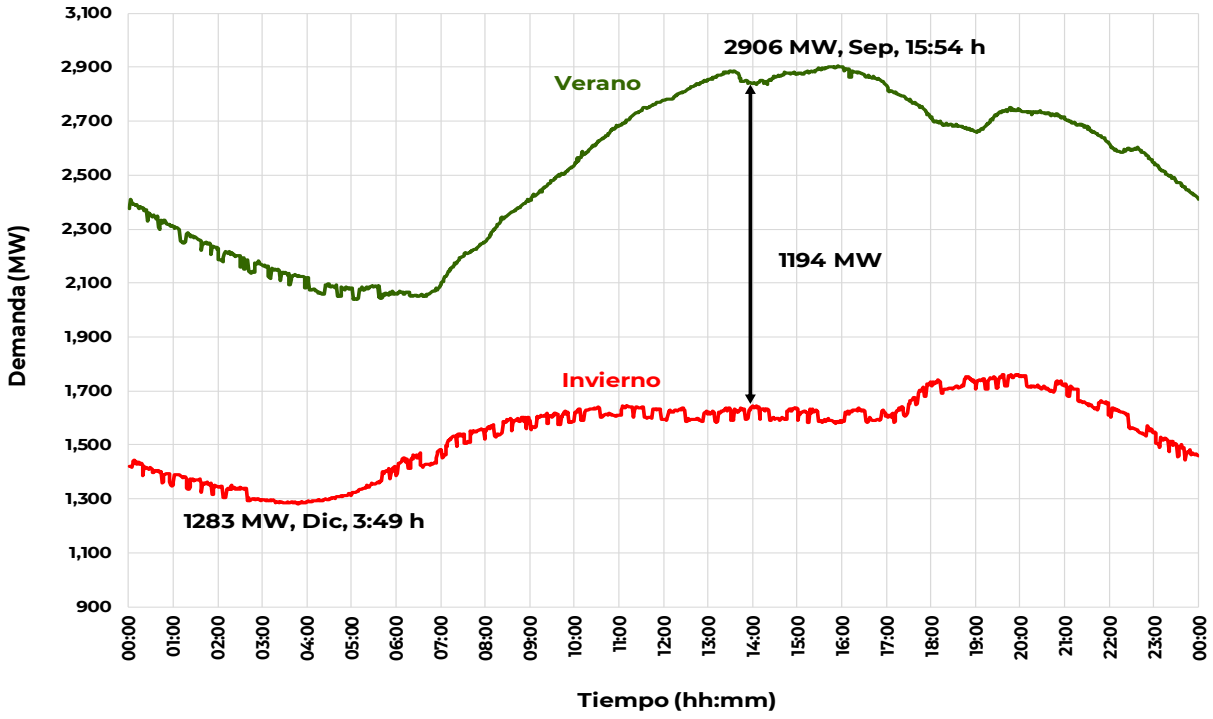
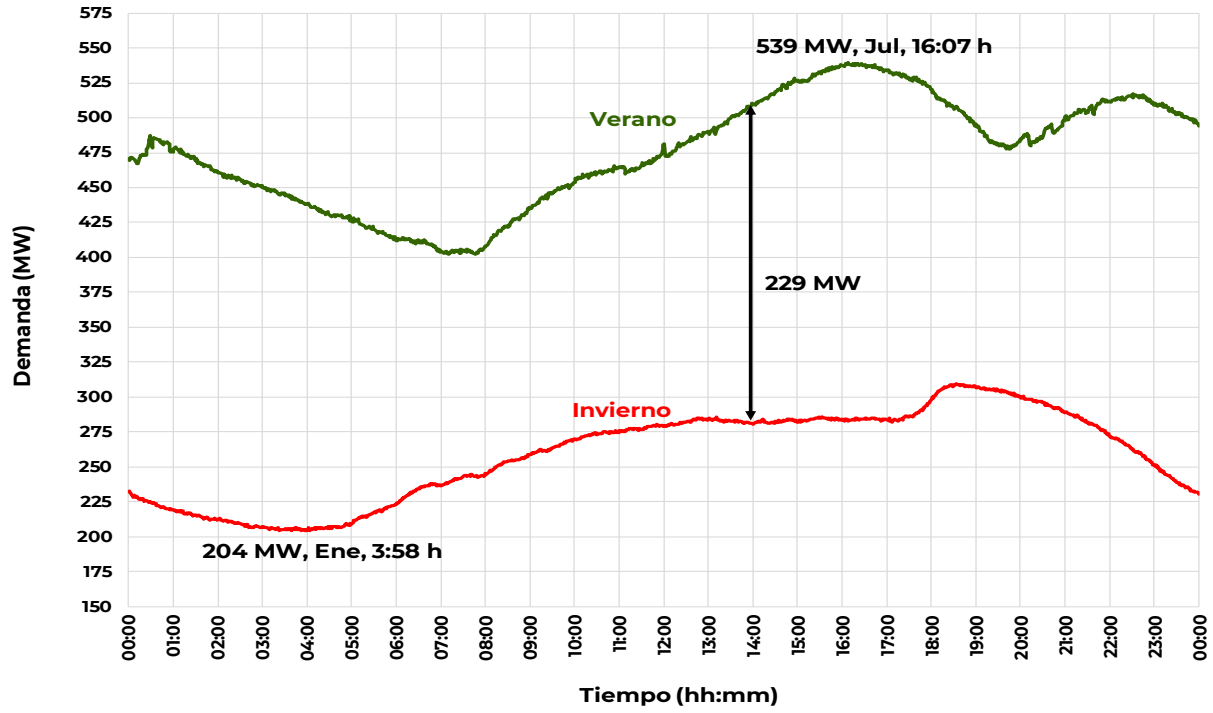


Figura 7.4.2. Perfil real de la demanda del Baja California Sur (La Paz)
en el verano e invierno de 2019



Demanda máxima de invierno

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurre la demanda máxima anual de la GCR Central y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas; la demanda de esta zona representa el 18% de la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional. 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 plan indicativo de generación.

Redes eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación presentan características especiales de estabilidad de voltaje. Para este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de voltaje 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 7.1.1 en trazo color rojo se presenta el perfil de la demanda del SIN en invierno 2019; se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:44 h.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2019 se presentó alrededor de las 4:13 h. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (consumiendo, 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 alto voltaje; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión. En la figura 7.1.1, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 27,987 MW, que representan el 59.5 % 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 el incremento de generación solar durante la tarde y excedentes de generación convencional, podrían derivar en saturación de enlaces del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la red de transmisión y transformación principalmente.

A nivel SIN en el 2019 se presentó una reducción en la demanda de 9,652 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h, como se muestra en la figura 7.1.1.
Para las tres GCR del Norte dicha reducción entre la demanda de verano

e invierno de las 14:00 h, fue de 7,424 MW como se muestra en la figura 7.3.1.

El mismo comportamiento se presentó en los sistemas eléctricos de Baja California Norte y Baja California Sur (La Paz), con reducciones de 1,194 MW y 229 MW, como se ilustra en las figuras 7.4.1 y 7.4.2.

8

IMPACTO EN LA EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EL RETRASO DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN

VIII. Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión

Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT instruidos por la SENER que cuentan con recursos asignados en 2021

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 contracto, 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 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. Adicionalmente, en enero de 2020 CENACE envió un listado de priorización de todos los proyectos instruidos (Ampliación y Modernización de la RNT) a CFE Transmisión, con base en criterios técnicos de Confiabilidad, privilegiando las variables de: magnitud de la energía no suministrada estimada en caso de no llevarse a cabo el proyecto y el tamaño de la zona de influencia del proyecto.

De 2015 a 2019, la SENER ha instruido 102 proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT, en donde 101 proyectos fueron asignados a CFE Transmisión y uno de ellos, Interconexión Baja California – SIN, sería adjudicado por la SENER a través de una Licitación Pública Internacional; la cual fue cancelada en 2019.

De acuerdo con el presupuesto a la fecha definido a CFE Transmisión en 2021, 66 proyectos de ampliación y modernización de la RNT que fueron instruidos por la SENER a CFE Transmisión de 2015 a 2019 cuentan con recursos asignados bajo los esquemas de: 1) Proyectos de Inversión de Infraestructura Económica o 2) Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo; los cuales se presentan en el cuadro 8.1.1. Cabe mencionar que dos de ellos no cuentan con recursos para 2021 debido a que su fecha de entrada en operación es previa a ese año y un proyecto adicional se llevará a cabo con gasto corriente de CFE Transmisión, que también entraría en operación en 2020.

Del resto de proyectos instruidos: 16 se encuentran en análisis para la autorización del Consejo de Administración de CFE Transmisión y su inicio de construcción en 2021, 9 proyectos aún están pendientes en su autorización por los Consejos de Administración de CFE Transmisión y en su caso el de CFE, pero se prevé que

inicien su construcción en 2022, 6 proyectos están fuera de la cartera de inversión de CFE Transmisión de 2020 a 2024 y 5 proyectos están cancelados por parte de SENER; estos se muestran en el cuadro 8.1.2.

Cuadro 8.1.1. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos asignados en 2021

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Proyecto de Inversión de Infraestructura Económica	Proyecto de Infraestructura Productiva de Largo Plazo
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)			
Terminado	Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	feb-20	100	2017	Proyecto terminado	
Terminado	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	dic-19	100	2017	Proyecto terminado	
En construcción	Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	ago-21	2	2016 y 2017	✓	
En construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	5	2017	✓	
Por iniciar construcción	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-23	0	2017	✓	
Por iniciar construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	abr-21	0	2017	✓	
1	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	ago-23	0	2018	✓	
2	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	jun-23	0	2016	✓	
3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	sep-22	0	2018	✓	
4	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	feb-22	0	2018	✓	
5	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	may-22	0	2018	✓	
6	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	jun-24	0	2016 y 2017	✓	
7	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	nov-23	0	2018		✓
8	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	ago-23	0	2019	✓	
10	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	ene-23	0	2019	✓	
11	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	0	2018	✓	
12	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	abr-23	0	2015	✓	
13	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	ene-23	0	2015 y 2018		✓
14	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	sep-24	0	2019	✓	
15	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	0	2018		✓
18	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	feb-24	0	2019	✓	
19	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	ago-23	0	2018	✓	

... Continuación

Cuadro 8.1.1. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos asignados en 2021

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Proyecto de Inversión de Infraestructura Económica	Proyecto de Infraestructura Productiva de Largo Plazo
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)			
20	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	nov-23	0	2018		✓
21	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	feb-24	0	2019	✓	
22	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	sep-23	0	2018		✓
23	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	feb-23	0	2017	✓	
24	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-24	0	2019	✓	
25	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	sep-22	0	2018	✓	
27	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	ene-23	0	2017	✓	
28	Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	oct-21	0	2017	✓	
30	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-23	0	2018	✓	
33	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	abr-23	0	2015	✓	
34	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	ago-24	0	2018		✓
35	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-24	0	2018	✓	
38	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	abr-24	0	2017	✓	
39	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	sep-23	0	2019	✓	
40	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-23	0	2018	✓	
41	Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	sep-23	0	2018	✓	
42	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	jul-23	0	2019		✓
43	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-23	0	2019	✓	

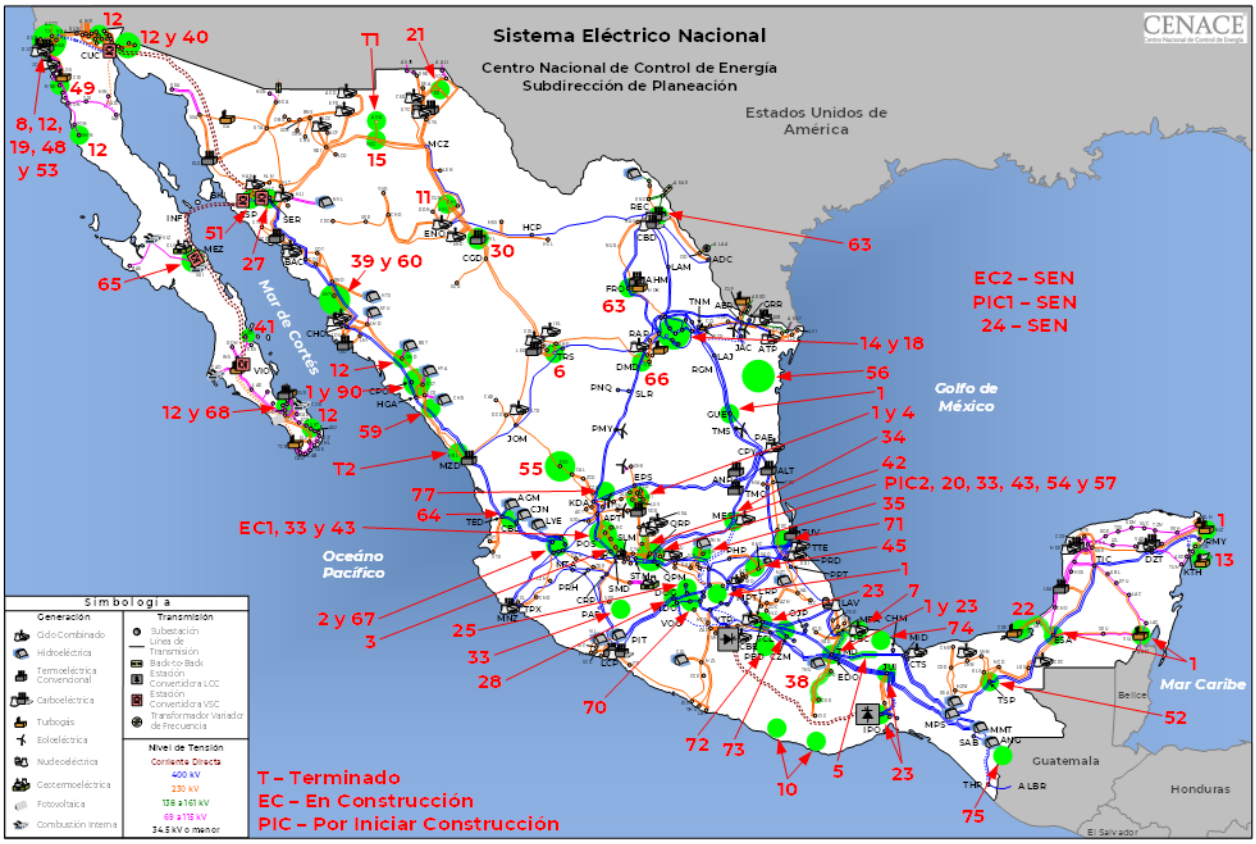
... Continuación

Cuadro 8.1.1. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos asignados en 2021

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Proyecto de Inversión de Infraestructura Económica	Proyecto de Infraestructura Productiva de Largo Plazo
45	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	abr-23	0	2017	✓	
48	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-23	0	2018	✓	
49	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-23	0	2017	✓	
51	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-22	0	2017	✓	
52	Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-22	0	2017	✓	
53	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-23	0	2018	✓	
54	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	jul-22	0	2018	✓	
55	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	mar-24	0	2018	✓	
56	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	dic-22	0	2018	✓	
57	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	jul-23	0	2018	✓	
59	Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	nov-21	0	2018	✓	
60	El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	sep-21	0	2017	✓	
63	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	dic-22	0	2018	✓	
64	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	dic-22	0	2018	✓	
65	Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	nov-20	0	2018	Gasto corriente de CFE Transmisión	
66	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	sep-24	0	2019	✓	
67	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-23	0	2018	✓	
68	Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	dic-21	0	2018	✓	
70	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-24	0	2018	✓	
71	Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-22	0	2017	✓	
72	Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-22	0	2017	✓	
73	Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	sep-22	0	2017	✓	
74	Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	sep-22	0	2017	✓	
75	Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	oct-22	0	2017	✓	
77	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	nov-23	0	2018	✓	
90	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	mar-23	0	2019	✓	

En la Figura 8.1.1 se encuentran identificados geográficamente, remarcados en verde, los proyectos con recursos asignados en 2021. El número en color rojo corresponde al orden de prioridad de cada proyecto.

Figura 8.1.1. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos asignados en 2021



Cuadro 8.1.2. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER sin recursos asignados en 2021

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	Estatus	
9	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	oct-27	Pendiente de aprobación	2019
16	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	ND	Fuera de cartera 2020-2024	2018
17	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-26	Pendiente de aprobación	2019
26	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	abr-27	Pendiente de aprobación	2019
29	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-25	En análisis para 2021	2019
31	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	jun-24	Pendiente de aprobación	2015 y 2018
32	Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	jul-23	En análisis para 2021	2016 y 2017
36	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-24	En análisis para 2021	2019
37	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	abr-23	Fuera de cartera 2020-2024	2016
44	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	sep-26	Fuera de cartera 2020-2024	2016 y 2018
46	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	nov-23	Pendiente de aprobación	2018
47	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-24	En análisis para 2021	2018
50	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-24	Pendiente de aprobación	2018
58	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	may-23	En análisis para 2021	2018
61	Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	sep-23	En análisis para 2021	2018
62	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-24	En análisis para 2021	2018
69	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-25	Pendiente de aprobación	2018
76	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-24	Fuera de cartera 2020-2024	2018
78	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-22	En análisis para 2021	2018
79	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	may-22	En análisis para 2021	2018
80	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-24	En análisis para 2021	2017

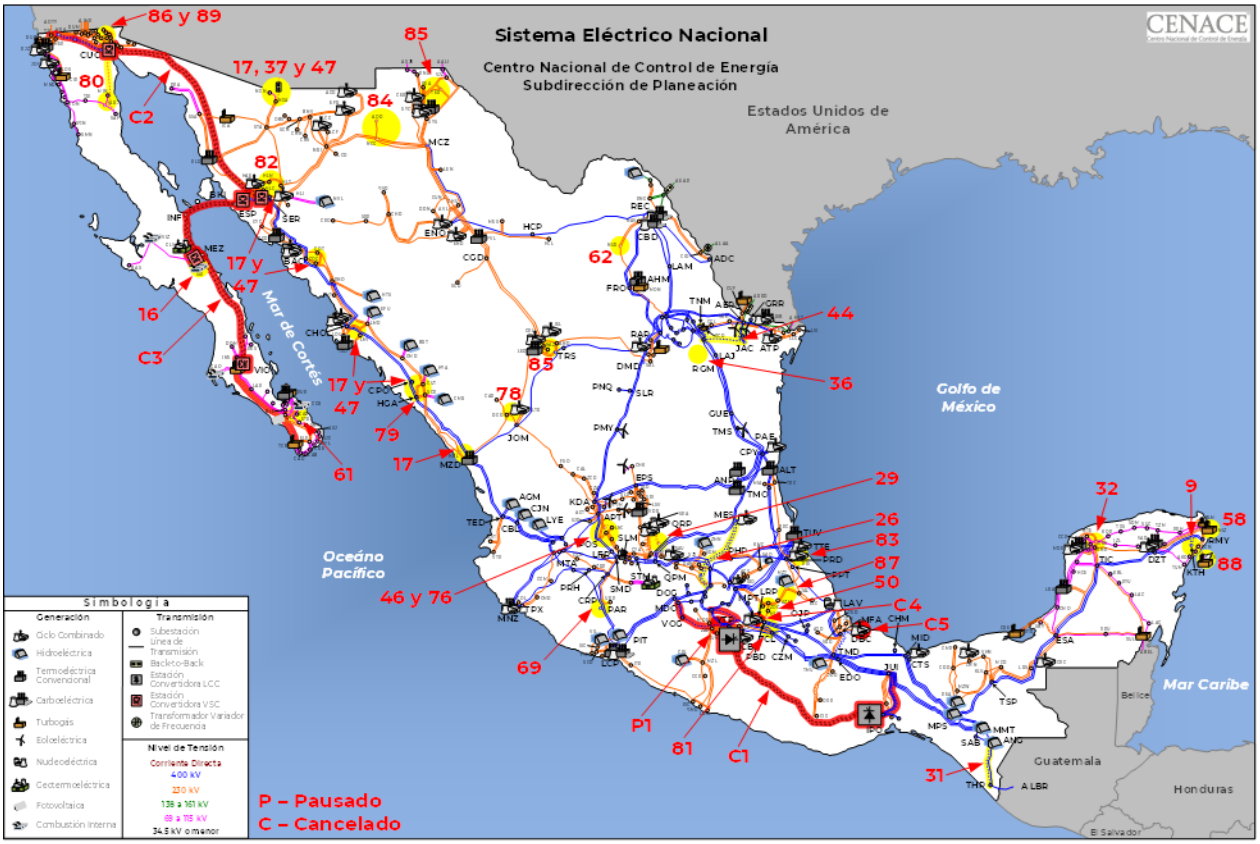
... Continuación

Cuadro 8.1.2. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER sin recursos asignados en 2021

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	Estatus	
81	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-22	En análisis para 2021	2019
82	Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	mar-23	En análisis para 2021	2019
83	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	may-23	En análisis para 2021	2019
84	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-22	En análisis para 2021	2019
85	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-23	En análisis para 2021	2019
86	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-22	En análisis para 2021	2019
87	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	abr-23	Pendiente de aprobación	2019
88	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	abr-18	ND	Fuera de cartera 2020-2024	2018
89	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	may-21	feb-23	Fuera de cartera 2020-2024	2017
Pausado	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	jul-24	Pendiente de aprobación	2018
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	-	2015
Cancelado	Interconexión Baja California – SIN	P16-BCI	-	-	-	-
Cancelado	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	-	-	-	2017
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015
Cancelado	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	-	2015

En la Figura 8.1.2 se encuentran identificados geográficamente, remarcados en amarillo, los proyectos sin recursos asignados en 2021. De igual forma, en rojo, están señalados los proyectos pausados y cancelados. También, el número en color rojo corresponde al orden de prioridad de cada proyecto.

Figura 8.2. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER sin recursos asignados en 2021



A continuación, se describen las problemáticas operativas que se presentarán en los próximos años para atender el suministro de energía eléctrica con la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad definidos en el Código de Red por el retraso en la entrada en operación de los proyectos instruidos por la SENER a CFE Transmisión por GCR.

Impacto en la GCR Central

- **Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya**

El proyecto "Atlacomulco Potencia – Almoloya (tendido del segundo circuito)" fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 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 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 2021.

Sin embargo, recientemente la CFE reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta septiembre de 2022, 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 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 y en la zona Atlacomulco se tiene instalado un transformador de 400/115 kV ubicado en la SE Atlacomulco Potencia y un transformador adicional en la SE Jilotepec Potencia. de relación 230/115 kV. Finalmente, se tiene el soporte en menor medida por parte de la SE Nochistongo con un transformador de relación 230/115 kV.

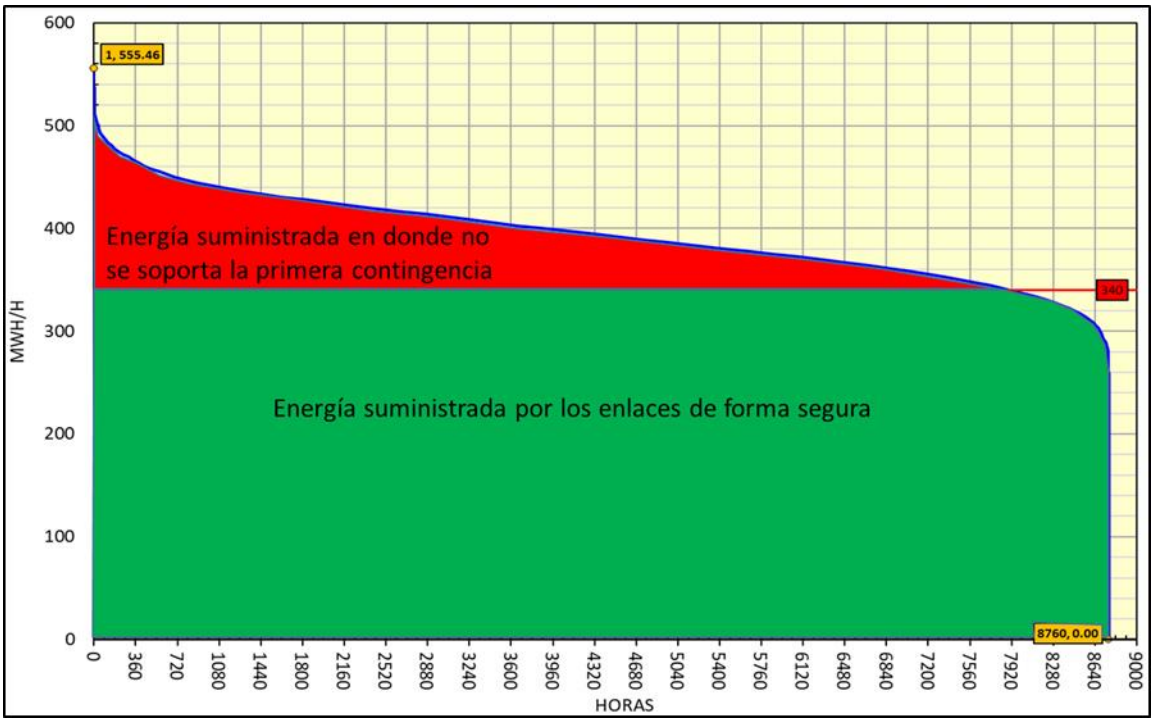
Se ha identificado que durante las condiciones de demandas media y máxima, en la zona poniente del Estado de México y ante contingencia sencilla de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20) de la red troncal de 400 kV, se presentan bajos voltajes no operables por debajo de 100 kV en las zonas Atlacomulco y Valle de Bravo en la red eléctrica de 115 kV, además de sobrecargas en la trayectoria de transmisión Palizada – Yebucibí – Atlacomulco Potencia de 115 kV, cuyo monto de sobrecarga es de alrededor del 21%; de igual forma se presenta la sobrecarga del circuito San Sebastián – Jilotepec (73680) con un monto de sobrecarga del 40%.

Por lo anterior ante contingencia las redes de 115 kV asociadas a las Zonas Atlacomulco y Valle de Bravo son susceptibles a problemáticas de colapso de voltaje y saturación de circuitos en 115 kV, Esto representa afectaciones de cargas del tipo industrial, comercial y residencial, que en su conjunto representa cerca del 6% del consumo de energía de la red asociada al ámbito de la GCR Central con un monto de demanda eléctrica que llega a los 555 MW.

Al diferirse el proyecto instruido hasta septiembre de 2023, se realizarán 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 2019, en donde se observa que, en aproximadamente 8,000 horas lo que equivale al 90% del tiempo, se operó en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de transmisión de la red asociada superó los 340 MW.

Figura 8.2.1. Curva de duración de la energía suministrada por los equipos de transformación de Atlacomulco Potencia, Donato Guerra, Jilotepec Potencia y Nochistongo en el año 2019



- **Kilómetro 110 - Tulancingo**

El proyecto "LT Kilómetro 110 - Tulancingo" con PEM P16-CE1 fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 para reforzar el suministro de parte de la demanda del Sistema Eléctrico de la Zona Tulancingo que está alimentado en el nivel de tensión de 85 kV a través de las SE Tulancingo (TLG) y Valle Tulancingo (VTU).

La propuesta tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión y atender el crecimiento futuro de la demanda en la zona Tulancingo. Este proyecto fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en 2019.

En el PAMRNT 2019-2033, se actualizó la Fecha de Entrada en Operación Factible para julio de 2021. Sin embargo, CFE informó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta abril de 2023, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

La zona de distribución Tulancingo a cargo de la CFE, no tiene registros legales de la antigüedad operativa de las líneas de 85 kV, solo datos como el año de fabricación de algunos aisladores o postes de las líneas Tulancingo – Parque Industrial Reforma (73T20) y Kilómetro 110 - Tulancingo (73T30), pero son variables y oscilan entre los años 1966 y 1973. Esto representa que las LT antes citadas llevan un tiempo de servicio promedio de 50 años, lo que implica que su capacidad de transmisión sea reducida por corrosión, puntos calientes, estructuras debilitadas, reparaciones en conductores, entre otras razones.

Como una estrategia operativa de mitigación, en la actualidad la SE Tulancingo está operando con el interruptor de amarre abierto, por lo que la LT en 85 kV Kilómetro 110 - Tulancingo (73T30) se encuentra operando en forma radial desde la SE Kilómetro 110. En caso de que el interruptor de amarre en Tulancingo estuviera cerrado y se presentará la contingencia en la línea Kilómetro 110 – Valle Tulancingo (73T40) en condiciones de demanda máxima se excederá el límite operativo de 50 MVA de la línea Kilómetro 110 – Tulancingo (73T30) con sobrecargas superiores a un 25%.

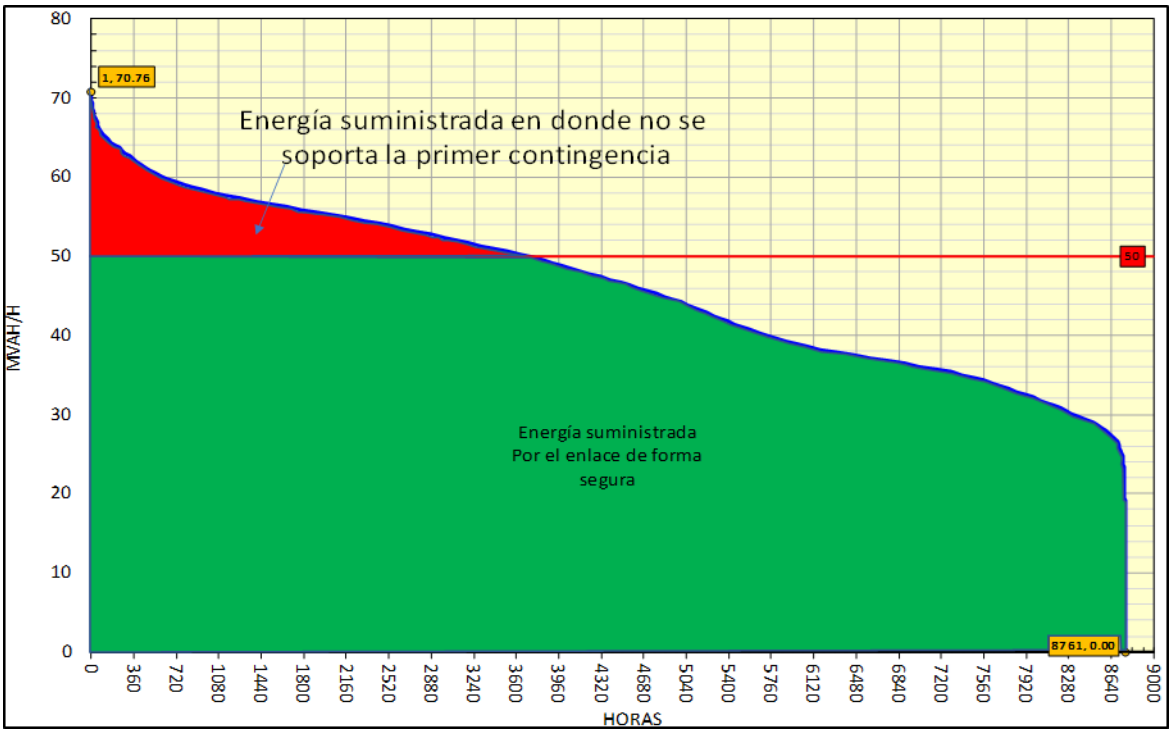
Por lo indicado, ante falla no se puede soportar la carga de las SE Tulancingo y Valle Tulancingo con una posible afectación del suministro de energía eléctrica a aproximadamente 75,000 usuarios.

Esta acción operativa de mitigación ante la eventual falla se ha implementado desde finales del 2011, con la operación normalmente abierta del interruptor de amarre (79890) en la SE Tulancingo. La condición adecuada de operación es que se opere con el interruptor cerrado como ocurría en años previos, lo cual permite lograr la Confiabilidad requerida en el sistema eléctrico.

Al diferirse el proyecto instruido hasta abril de 2023, se seguirá operando con el interruptor de amarre (79890) abierto en la SE Tulancingo, al mantener esta condición operativa de operar con circuitos radiales se presentarán voltajes bajos (no operativos) debido al incremento en la demanda en la zona en los años subsecuentes y ante la contingencia sencilla se tendrá afectaciones del suministro de energía eléctrica.

En la figura 8.2.2 se muestra la curva de duración de carga suministrada por las LT Kilómetro 110 73T30 Tulancingo y Kilómetro 110 73T40 Valle Tulancingo durante el año 2019 (valores históricos), en donde se observa que en aproximadamente 3,780 horas que corresponde a más de un tercio del año, se opera en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de potencia eléctrica de la LT que interconectan el corredor Kilómetro 110 – Tulancingo, excede los 50 MVA.

Figura 8.2.2. Curva de duración de la energía suministrada por las líneas de transmisión Kilómetro 110 73T30 Tulancingo y Kilómetro 110 73T40 Valle Tulancingo en 2019



- **Línea de Transmisión Deportiva – Toluca**

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 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 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en 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 2024, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango en 85 kV está soportado por tres SE de la red 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 que abastece parte del consumo industrial de la zona Toluca que esta alimentado 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 subestaciones Atenco y Toluca. Estos centros de consumo satisfacen su demanda principalmente desde las SE Atenco y Toluca, además de la generación local de la Central Hidroeléctrica (CH) Lerma.

Por otro lado, la SE Remedios en 230 kV suministra energía a los centros de consumo 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, se espera para el año 2022 que el circuito Deportiva - Toluca (93470) alcanzará su límite de transmisión debido a que el conductor no cuenta con la capacidad suficiente para soportar la contingencia sencilla durante la demanda máxima de la zona. Por otro lado, se espera en el corto plazo la entrada en operación del Tren Interurbano de Pasajeros Toluca-Valle de México que se alimentará de la misma red existente.

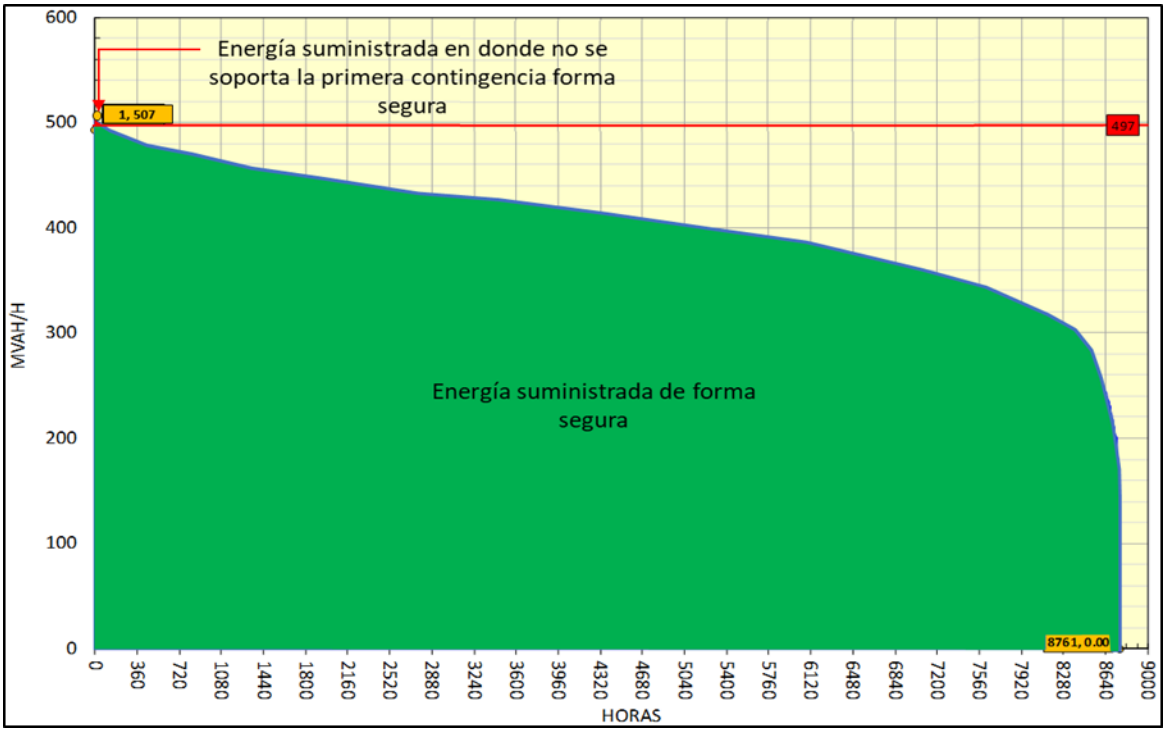
Mediante análisis realizados considerando la condición operativa esperada de acuerdo a los pronósticos de crecimiento de la demanda en la zona, se determinó que ante la contingencia de la LT San Bernabé - Atenco (93490), la red en 230 kV restante no soportaría el flujo de transmisión necesario para alimentar 350 MW asociados a las cargas en el nivel de 85 kV de las zonas Toluca y Tenango, así como 145 MW correspondientes al corredor Remedios – Atenco de la red en 230 kV de la zona Toluca, debido a lo mencionado, no se podrá atender mayor demanda a los 495 MW esperados para invierno de 2022, y ante el crecimiento pronosticado en años posteriores, se afectará el suministro de energía eléctrica ante contingencia sencilla en la red eléctrica en 230 kV.

Por lo anterior, se ha propuesto el proyecto para aumentar de capacidad de transmisión y atender el crecimiento de la demanda de la zona Toluca y Tenango, el cual está instruido.

Al diferirse el proyecto hasta mayo de 2024, se corre el riego de la afectación de altos montos de carga, lo que degrada la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas Toluca y Tenango que concentran cargas del tipo industrial, comercial, residencial.

En la figura 8.2.3, se muestra el comportamiento previsto para el 2022 en la LT Atenco – San Bernabé (93490) y Toluca -Deportiva (93470), en donde se observa que durante 100 horas al año (aproximadamente), se operará en Estado Operativo de Alerta, debido a que el flujo de transmisión de la red asociada superará los 497 MW, se espera mayor afectación conforme se difiera en su entrada en operación.

Figura 8.2.3. Curva de duración de la energía suministrada por las líneas de transmisión Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93470 – Deportiva en el año 2022



Impacto en la GCR Oriental

Zona Huatulco y Costa Chica

- **Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica**

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 para suministrar la demanda de la Zona de Huatulco y la Costa Chica de Guerrero y fue instruido por la SENER en 2019 hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en marzo de 2021.

Sin embargo, la Gerencia de Ampliación y Modernización de CFE Transmisión, informó a que la obra se encuentra en proceso de autorización y asignación de recursos y estima una Fecha de Entrada en Operación de enero de 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 son las SE Quemado, Ciénega y Juchitán II. Estos puntos de alimentación se encuentran a grandes distancias de las SE ubicadas en dichas Zonas, las cuales alimentan cargas residenciales, comerciales e industriales, centros turísticos y poblaciones como Huatulco, Puerto Escondido, Pinotepa Nacional y Ometepec.

Tomando como referencia la SE Pochutla cuya ubicación es el punto de interconexión de las 3 fuentes mencionadas, se tiene que las SE Juchitán II, El Quemado y la Ciénega se encuentran a una distancia de 215 km, 394 km y 160 km respectivamente.

Debido a las grandes distancias entre las fuentes de energía eléctrica, se tiene una deficiencia de potencia reactiva que permitan el soporte de tensión, por lo que, ante la salida de alguna LT ya sea por falla o mantenimiento, se presentan afectaciones de carga derivado de la acción de esquemas automáticos de tiro de carga como una medida emergente para preservar el funcionamiento del sistema y evitar la ocurrencia de la afectación total de la carga debido a un colapso en la zona.

La contingencia sencilla más severa es 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 SE de la red asociada.

Desde el año 2018, se ha mostrado latente el riesgo de afectación de carga debido a la magnitud de la demanda. En dicho año se tuvo registro que durante 8,661 horas (99% 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 esquemas de desconexión automática de carga (disparo de carga por baja tensión), los cuales, hoy en día se observa que son insuficientes para evitar voltajes fuera de límites permisibles operativos. Así mismo, aun en condiciones sin contingencia, se tienen problemas de regulación de voltaje, poniendo en riesgo el daño de equipos susceptibles a las variaciones constantes de voltaje.

La ocurrencia de fallas en la red eléctrica de 115 kV de las zonas de Costa Chica y

Huatulco es frecuente, tal como se muestra en el Cuadro 8.3.1. en donde se puede observar que se han presentado 251 eventos de salida de LT y en 152 de ellos, presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica (carga) desde 2014 a 2018. La incidencia de afectaciones de carga continúa agravándose a medida que crece la demanda año con año con su impacto social y económico, siendo una zona de desarrollo turístico.

Cuadro 8.3.1. Eventos de Disparos (con y sin afectación de demanda) y Energía no suministrada anual en la Costa Chica y Huatulco

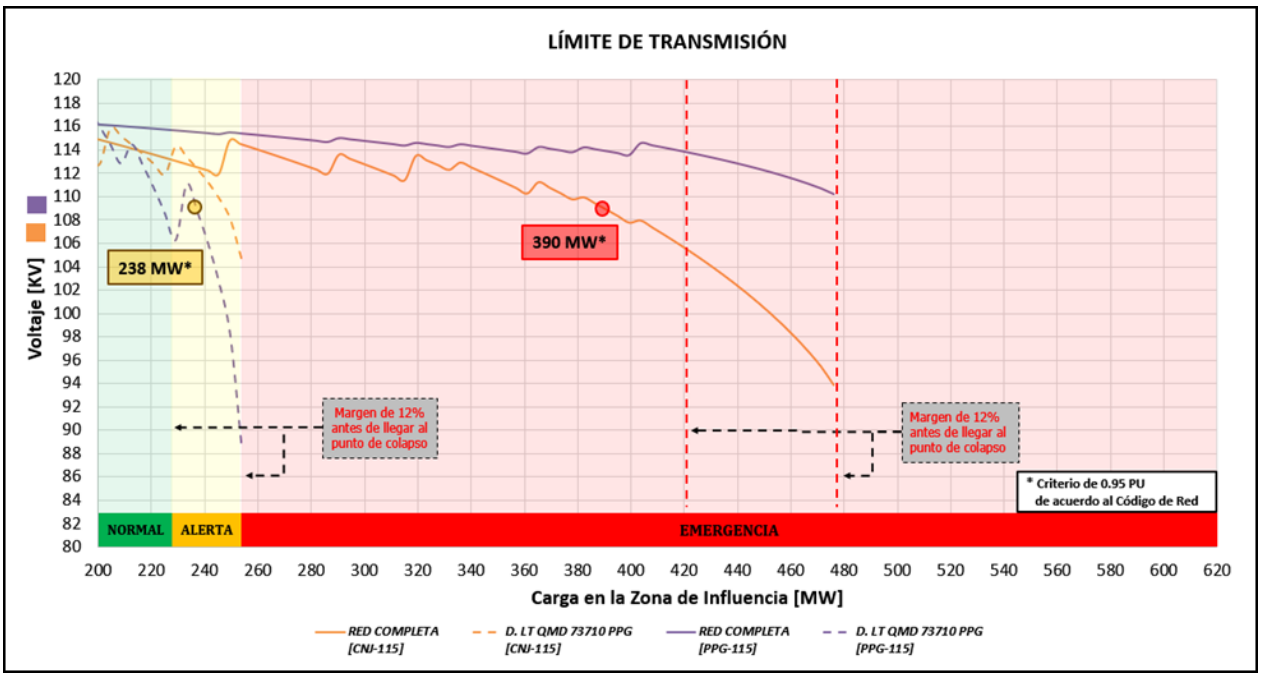
Año	Número de Eventos de disparo		Energía No Suministrada (MWh)
	Con afectación de carga	Sin afectación de carga	
2014	21	23	149
2015	12	3	26
2016	20	32	31
2017	46	21	272
2018	53	20	512
Total	**152**	**99**	**990**

En la figura 8.3.1 se observa la situación crítica de la Costa Chica de Guerrero y la zona Huatulco, donde se muestra que el colapso por voltaje en la zona se encuentra limitado a 238 MW de demanda, es por esta razón que se requiere la construcción de la obra "Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica" y evitar la continua afectación a los usuarios.

Por lo antes mencionado, 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 energía no suministrada derivado del crecimiento natural de la demanda, así como los problemas de control del nivel de tensión a valores operables, incluso en condiciones de red completa.

Finalmente, el proyecto propuesto no está sometido a problemáticas sociales al ampliar o adquirir derechos de paso, lo que facilita el proceso de construcción, este factor es relevante ya que no se deberán tener problemas que provoquen retrasos en su construcción.

Figura 8.3.1. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) sin proyecto de refuerzo
(condición sin/con contingencia sencilla)



- **Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II**

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 para cumplir con los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, mediante la modernización de dos LT en el nivel de tensión de 400 kV en el ámbito la Gerencia Regional de Transmisión Oriente.

El proyecto fue instruido por la SENER hacia la CFE para su construcción, con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta mayo de 2022 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro y en los costos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), ya que las LT Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II forman parte del corredor troncal de transmisión entre las regiones Centro y Sureste del país.

Además de poner en riesgo la Confiabilidad en la operación del SEN, se tiene identificada la problemática de incremento en los gastos de mantenimiento de las LT por modernizar.

El deterioro en las torres y cable conductor es debido al término de vida y pérdida de propiedades electromecánicas y dieléctricas de las estructuras de acero y cable conductor ACSR 1113 kcmil junto con sus herrajes de sujeción y estructuras de acero por uso normal o aceleramiento del deterioro por condiciones ambientales existentes en el ámbito de la Zona de Transmisión Coatzacoalcos de la Gerencia Regional de Transmisión Oriente.

El proyecto consiste en un programa multi-anual de reemplazo de conductor y torres de transmisión de 400 kV con un total de 40 km-L bajo el criterio de modernización de equipo obsoleto por vida útil, el cual se tenía contemplado realizar del año 2019 al 2023.

En caso de no modernizarse las LT del proyecto, se disminuye la Confiabilidad de la RNT ante la alta posibilidad de caída del cable conductor, lo cual sometería a un desbalance severo o sobrecarga a las estructuras adyacentes afectando la estabilidad de las estructuras de soporte hasta su colapso, provocando la posible caída en cascada de otras estructuras, lo que causaría daños severos, elevando el costo de reposición.

Derivado de que las LT Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II forman un corredor de transmisión que enlaza a las regiones de transmisión del Grijalva – Coatzacoalcos – Temascal, la indisponibilidad de estas, afectará la capacidad de flujo eléctrico hacia la Zona Metropolitana del Valle de México (flujo hacia el Centro), así como el sur de Veracruz, Tabasco, Chiapas y la región península de Yucatán (flujo hacia el Sureste). La figura 8.3.2 muestra el comportamiento del enlace Temascal al Centro durante los últimos 5 años.

Particularmente la indisponibilidad de estas LT afecta la capacidad de flujo eléctrico entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal de 1,750 MW, ya que ante perdida de cualquiera de estas la capacidad de transmisión se limita al 50% incrementando la congestión.

Las figuras 8.3.3 y 8.3.4 muestran la estadística de fallas en el periodo 2012-2016 en las LT Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II, la cual tenderá a incrementarse en los próximos años, ocasionado que la CFE Transmisión se vea obligado a reducir la capacidad en dichas LT derivado de la degradación del cable conductor.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, se pone en riesgo la Confiabilidad del suministro de energía en el Centro y Sureste del país y a su vez, ocasionando se eleven los costos operativos que repercuten en la tarifa hacia el usuario final.

Figura 8.3.2. Comportamiento de flujo del Enlace Temascal al Centro en los últimos 5 años

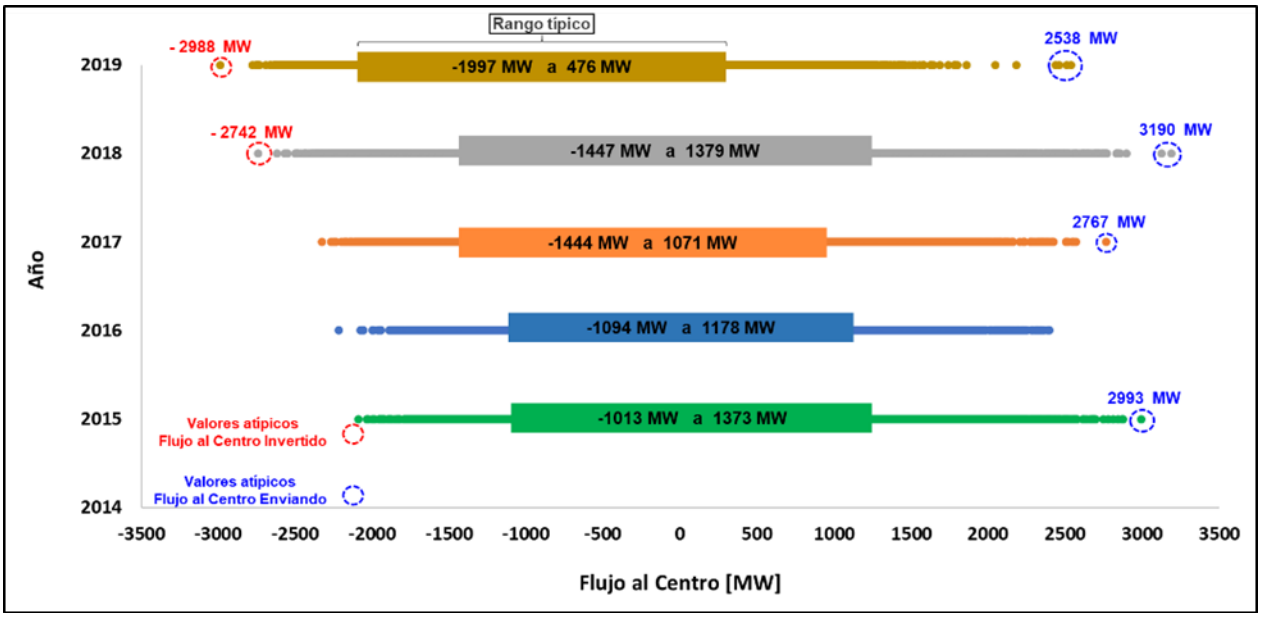


Figura 8.3.3. Estadística de fallas 2012-2016, Chinameca Potencia-A3260-Temascal II

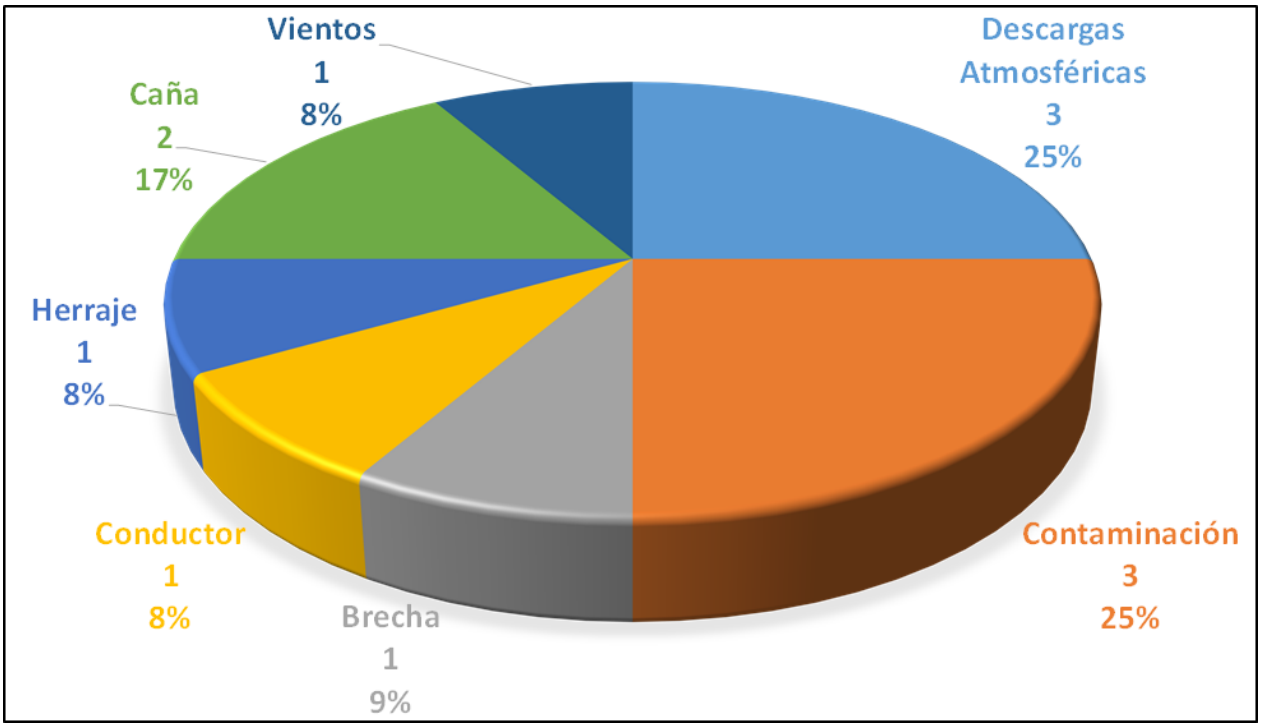
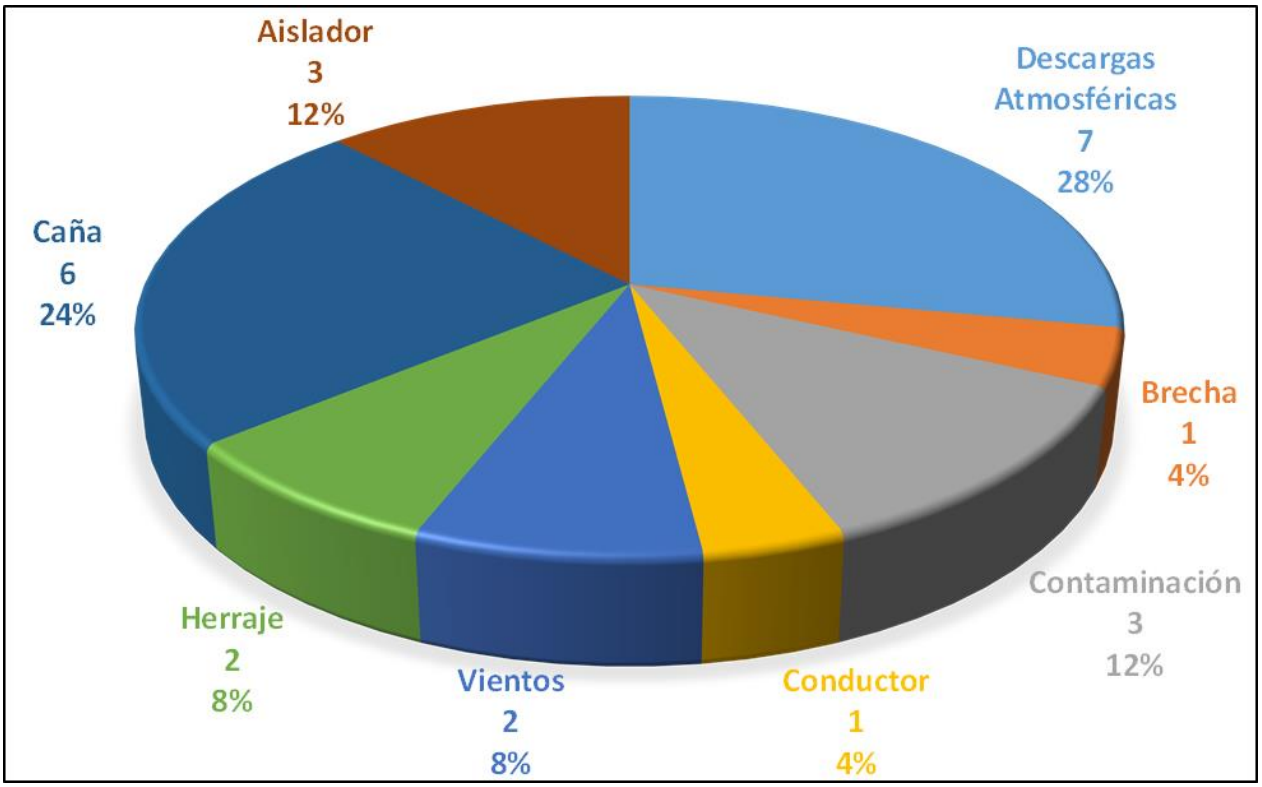


Figura 8.3.4. E Estadística de fallas 2012-2016, Minatitlán II-A3360-Temascal II



- **Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coatzacoalcos, Temascal – Grijalva y Grijalva – Tabasco**

Este proyecto 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 Centrales Hidroeléctricas (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y de las Centrales Eólicas 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 para abril de 2020 de acuerdo con la instrucción de SENER hacia CFE.

Sin embargo, en fecha reciente la Gerencia de Ampliación y Modernización de CFE Transmisión, informó a CENACE que la obra se encuentra en proceso de autorización y asignación de recursos y estima una Fecha de Entrada en Operación de febrero de 2023.

El proyecto consiste en el reemplazo de equipo terminal en subestaciones (transformadores de corriente, trampas de onda) asociado a los 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 Líneas 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 zonas Ixtepec hacia Temascal del Modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT), el límite establecido ante contingencia sencilla es de 1108 MW, que representa el límite operativo de flujo de potencia eléctrica al que puede operar una de las LT que componen dicho corredor en caso de que la presente alguna eventual falla y salga de operación. Si se considera el flujo de potencia histórico en el año 2019, se puede observar que durante 2444 horas (28% del año), se mantuvo en riesgo de afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), esto representa un monto de 606 934 MWh, tal como se muestra en figura 8.3.5.

Otra restricción corresponde a la transmisión entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal, la cual mantiene un límite de flujo de potencia eléctrica ante contingencia sencilla de 1272 MW, durante 2019 este límite se alcanzó por 13 hs, tal como se muestra en figura 8.3.6.

Figura 8.3.5. Curva característica de Flujo de potencia en el corredor entre las regiones PEGyT Ixtepec - Temascal durante 2019

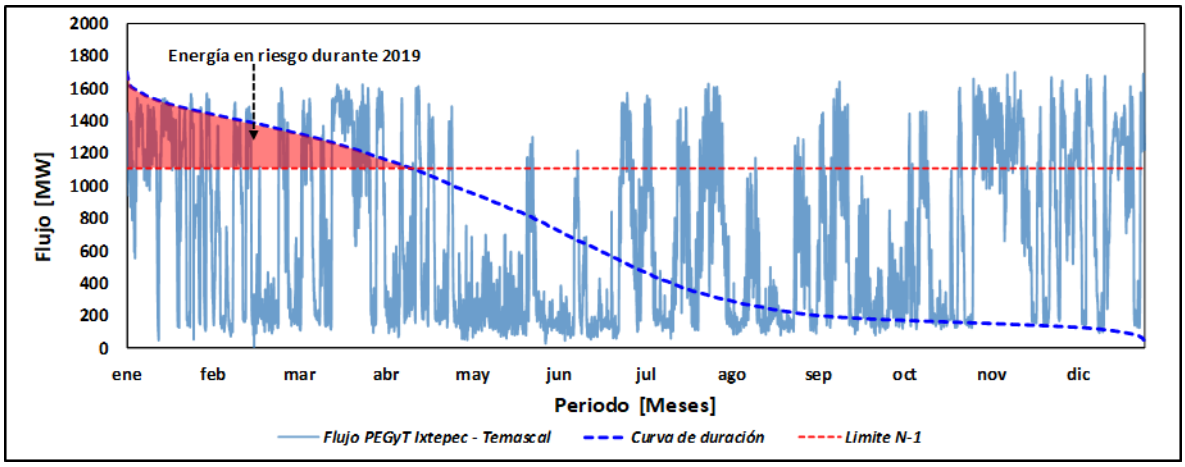
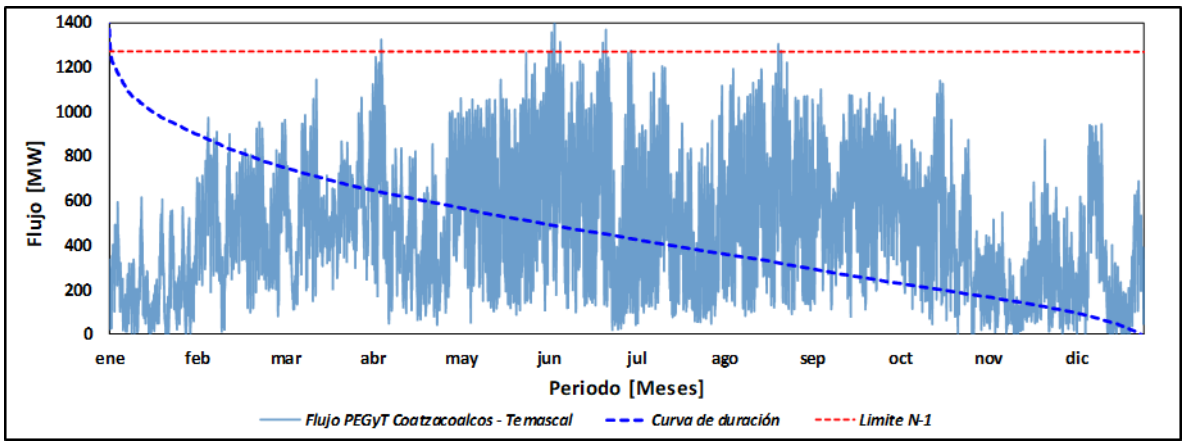


Figura 8.3.6. Curva característica de Flujo de potencia en el corredor entre las regiones PEGyT Coatzacoalcos - Temascal durante 2019



La importancia del corredor de transmisión entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal radica en que conforma uno de los enlaces principales de la región Sureste de la República Mexicana, este enlace permite la transmisión de la generación producida por las Centrales Hidroeléctricas del estado de Chiapas y Tabasco, siendo un factor para considerar la frecuencia de incidencia de fallas que es frecuente, tal como se describe en el cuadro 8.3.2.

Cabe mencionar que el nivel de exigencia de la Confiabilidad en red de 400 kV es mayor, debido que por medio de estos corredores de transmisión se transportan grandes bloques de energía 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, 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. 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
Total	10	02:29:13	16	04:19:13	16	01:21:16

- **Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas**

Este proyecto fue incluido 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 cortes masivos 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 tienen disponible el espacio en torres para completar el segundo circuito. Además, se requiere la instalación de 3 reactores monofásicos de 25 MVAr en Tapachula Potencia. En figura 8.3.7 se muestra la trayectoria de la línea existente.

La fecha de Entrada en Operación Factible fue estimada para octubre de 2017 de acuerdo con la instrucción de SENER hacia la CFE.

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, en fecha reciente la Gerencia de Ampliación y Modernización de CFE Transmisión, informó a CENACE que la obra se encuentra en proceso de autorización y asignación de recursos y estima una Fecha de Entrada en Operación Factible para junio de 2024.

Figura 8.3.7. Trayectoria de la Línea de Transmisión Angostura – Tapachula Potencia en 400 kV

El proyecto instruido permite reducir las condiciones de riesgo que mantiene el estado de Chiapas durante periodos de demanda media y máxima, ya que ante disparo de la única LT en 400 kV que interconecta hacia la Zona Tapachula y parte de San Cristóbal, se presenta desconexión descontrolada de carga o incluso colapso de voltaje en las zonas mencionadas. Por lo cual se requiere realizar cortes de carga que permitan mitigar afectaciones mayores en la zona. Por otro lado, 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).

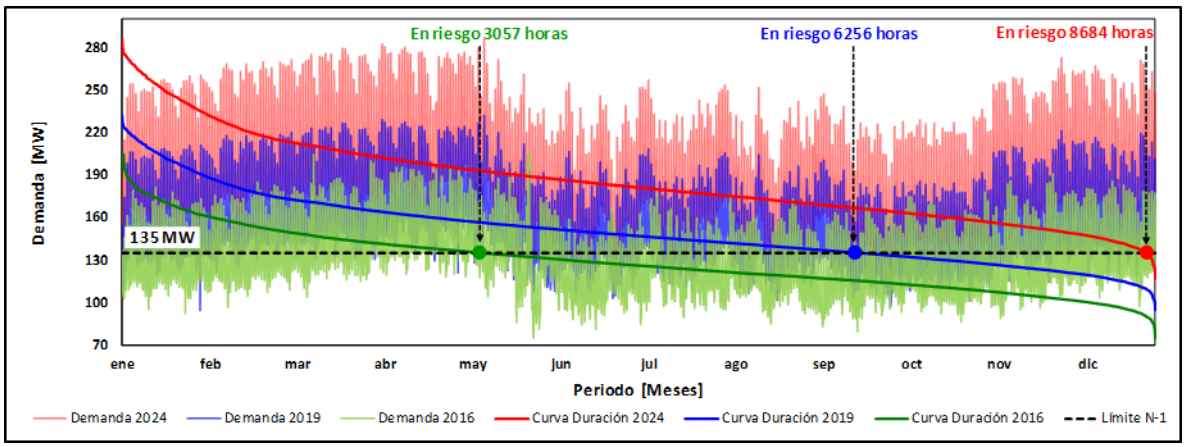
En la figura 8.3.8 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda en la Zona Tapachula y parte de la zona San Cristóbal.

Como se observa en la figura 8.3.8, el límite para soportar el disparo de la LT Angostura – Tapachula es de 135 MW de

demanda, es decir, por arriba de este valor ya se tienen afectaciones al suministro. En el año 2016 se mantuvo en riesgo el suministro por 3057 horas. Del mismo modo, si se toma como referencia el histórico de demanda en el año 2019 se observa que, el tiempo que se mantuvo en riesgo el suministro de energía eléctrica aumentó, notando que alcanzó un total de 6256 horas.

Con una tasa de crecimiento histórica de 4.28% anual de la zona de influencia, trasladada hacia el futuro, se estima que, para junio de 2024, la demanda alcance aproximadamente 285 MW en periodos de demanda máxima, con lo cual se espera que la demanda permanezca por arriba del límite N-1 durante aproximadamente 8684 horas, esto es el 99% del año.

Figura 8.3.8. Comparativa del crecimiento de la demanda en zona Tapachula y parte de San Cristóbal



- **Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco**

El proyecto fue incluido en el PAMRNT 2019-2033 para reforzar el suministro de la región oriente de la ciudad de Puebla en el nivel de 115 kV.

El alcance del proyecto contempla la construcción de un doble circuito aislado y operado en el nivel de tensión de 115 kV con longitud aproximada de 0.2 km para entroncar la SE Puebla Dos Mil en la LT Puebla II – 73890 – Guadalupe Analco, también requiere la instalación de dos alimentadores para interconectar la línea nueva con la SE Puebla II, así como la sustitución de equipo terminal en Puebla Dos Mil para incrementar el límite operativo de la Línea Puebla II 73190 Puebla Dos Mil. En figura 8.3.9 se muestra la red eléctrica propuesta.

La SENER instruye en junio de 2019 a la CFE la construcción de este proyecto con fecha factible de entrada en operación de junio de 2020.

Sin embargo, la Gerencia de Ampliación y Modernización de CFE Transmisión, informó a CENACE que la obra se encuentra en proceso de autorización por lo cual estima una Fecha de Entrada en Operación de agosto de 2022.

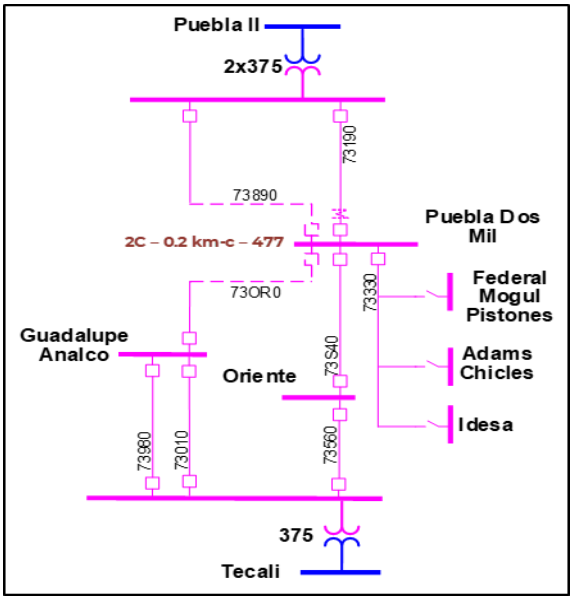
El diferimiento de la Fecha de Entrada en Operación Factible pone en riesgo el suministro de energía eléctrica a los consumidores residenciales en la región norte y oriente de la Ciudad de Puebla, así como las cargas industriales

concentradas en el complejo Puebla Dos Mil.

En PAMRNT 2019-2033 se indicó que los consumidores residenciales mantienen una demanda recurrente de 70 MW, la cual se abastece a través de los bancos de distribución de las subestaciones Puebla Dos Mil y Oriente. No obstante, existen usuarios en alta tensión cuyo consumo habitual es de 30 MW, pero han alcanzado hasta 50 MW en demanda máxima. El comportamiento histórico de la carga se muestra en figura 8.3.10.

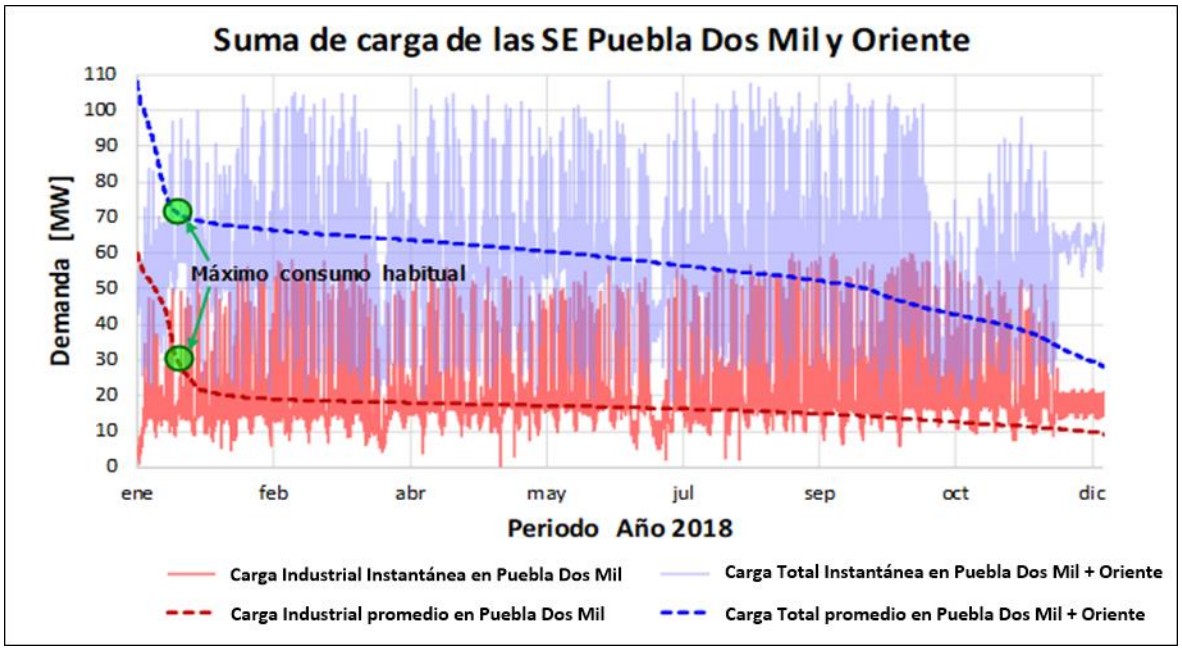
Con las características descritas del comportamiento de la demanda, ante la salida de servicio de la LT Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil, por su eventual ocurrencia se presentan degradación en la Calidad energía (bajo voltaje), exponiendo a todos los usuarios a la afectación de sus equipos por operación continua con niveles deficientes de voltaje, lo cual se agravará al paso de los años con el crecimiento de la demanda.

Figura 8.3.9. Proyecto Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco



En la actualidad, El CENACE solo autoriza el mantenimiento de la Línea Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil en condiciones de demanda mínima, sin embargo, se espera que derivado del crecimiento progresivo de la demanda año con año, obligará a que se conceda licencia de mantenimiento en la línea mencionada con afectaciones en el suministro de energía eléctrica.

Figura 8.3.10. Comportamiento de demanda en subestaciones Puebla Dos Mil y Oriente



- **Suministro de energía 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.

Adicionalmente se cuenta con la generación de la Central de Ciclo Combinado (C.C.C.) Dos Bocas. Esta central debido a su antigüedad y a la indisponibilidad de combustible (gas natural), presenta operación intermitente (salidas no previstas) lo que ocasiona que se sature la transformación 230/115 kV. Asimismo, la transformación 400/230 kV suministra energía hacia las Zonas Oaxaca, Córdoba y Orizaba, razón por la cual, algunos de estos elementos han alcanzado la saturación en condiciones de red completa derivado del suministro de demanda y alto flujo de transmisión Centro - Sureste.

La obra "P18-OR1 Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)" es un proyecto propuesto en el PAMRNT y tiene como objetivo principal aumentar 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 cambia el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a "Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz".

El proyecto fue instruido en 2018 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión en el ejercicio del PRODESEN 2018-2032. Dicha obra fue definida con Fecha de Entrada en Operación Factible (FEOF) de abril del 2022.

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto instruido

entrará en operación hasta noviembre de 2023.

Considerando lo anterior y las condiciones operativas que se han presentado en esta zona, el diferimiento en la Fecha de Entrada en Operación Factible del proyecto tiene repercusiones negativas debido a que incrementa la posibilidad de disparo por sobrecarga en los bancos de transformación de las subestaciones Jardín y Veracruz II derivando en afectación del suministro de la Ciudad de Veracruz, tal como se observa en la Figura 8.3.11. En ésta se muestra que se ha rebasado la capacidad nominal del banco de la SE Jardín en condición de red completa, durante al menos 2 horas al año, y se espera que para el 2022 sean al menos 10 hs, lo que provocaría mayores condiciones de riesgo de afectación de carga ante contingencia sencilla de transformadores 230/115 kV y de LT en 115 kV.

De la misma forma, ante contingencia sencilla de transformadores 400/230 kV o de LT en 400 kV, se incurriría en apagones de la Ciudad de Veracruz, afectando en cascada a las Zonas de Oaxaca, Córdoba y Orizaba, como se observa en la Figura 8.3.12, donde se ha rebasado el límite por contingencia de transformador durante aproximadamente 2500 hs, lo que representa el 28% del año. De acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2022 se alcance un total de 6550 hs, lo que representa el 74% 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 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 del sureste del país.

Figura 8.3.11. Curva de duración de la carga en bancos de transformación de las Subestaciones Eléctricas Jardín y Veracruz II

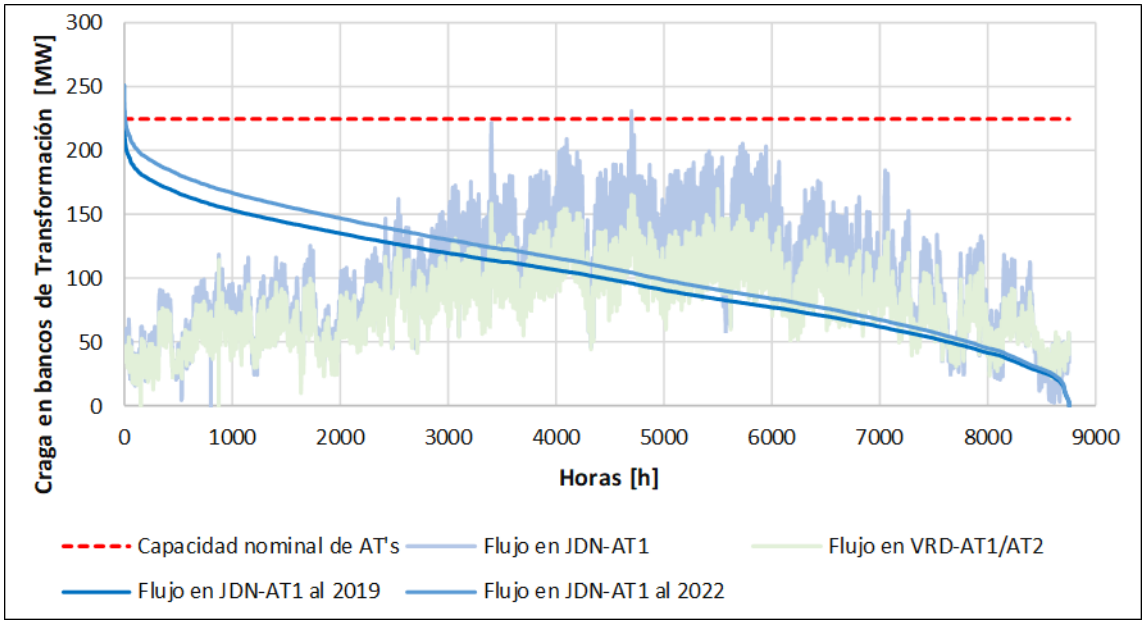
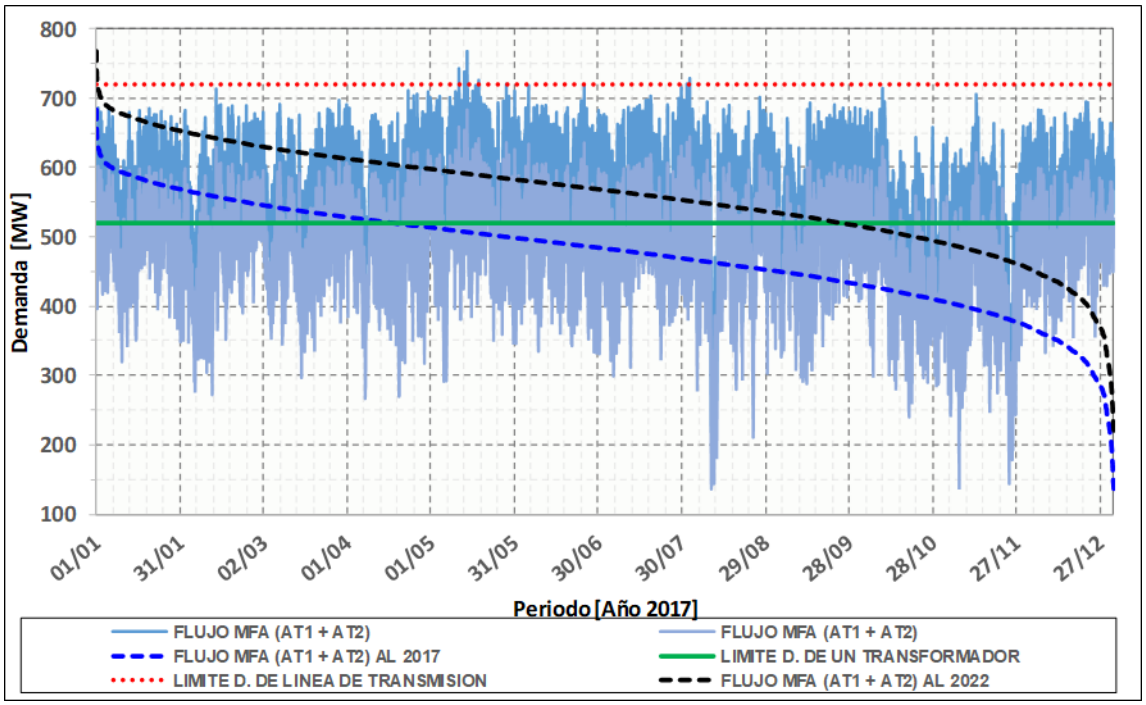


Figura 8.3.12. Curva de duración de límites de carga de los bancos de transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano



Impacto en la GCR Occidental

La entrada en operación de las obras de la RNT en la fecha programada es requerida para mantener la Confiabilidad y seguridad ante condiciones de red completa o ante contingencia para garantizar el suministro de energía eléctrica en el Occidente del país.

Zona León

En la actualidad se presentan sobrecargas en la transformación que suministra la zona León en condición de red completa, por lo que se requiere realizar estrategias operativas para segregar la red desmeritando la Confiabilidad de la RNT y con ello solventar las sobrecargas en el autotransformador AT-02 400/230 kV de la SE Potrerillos y en los autotransformadores AT-01 y AT-02 230/115 kV de la SE León III para preservar la Continuidad de la demanda de dicha zona.

Aun aplicando las estrategias mencionadas, durante el año 2019 se presentaron valores de carga superiores a la capacidad nominal del autotransformador AT-02 de la SE Potrerillos y del autotransformador AT-02 de la SE León III.

Considerando el crecimiento de demanda pronosticado de la zona León se espera que la estrategia de segregación de red sea insuficiente por lo que se tendrá que recurrir al tiro de carga. Dicha problemática se solventa con el proyecto **P16-OC2 Potrerillos Banco 4** instruido por la SENER en el PRODESEN 2016-2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2020, actualmente con fecha de término de obra para agosto 2021.

Cuadro 8.4.1. Energía no suministrada en la zona León en 400/230 kV

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumuladas
2019	585.31	0	72
2020	2,558.16	2,558.16	349
2021	8,933.92	11,492.08	973
2022	20,364.25*	31,856.33	1,966
Zona León 400/230 kV			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

Cuadro 8.4.2. Energía no suministrada en la zona León en 230/115 kV

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumuladas
2019	18.93	0	13
2020	309.93	309.93	170
2021	1,587.54	1,897.47	700
2022	3,882.86*	5,780.33	1,619
Zona León 230/115 kV			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

Adicionalmente a la problemática mencionada, debido al aumento en la energía transmitida por el enlace entre las regiones Aguascalientes y León por entrada de generación 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 al centro del país debido a la saturación anticipada de los autotransformadores de la SE León III, aumentando los costos de producción.

Para evitar que los autotransformadores 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 en el PRODESEN 2018-2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para noviembre 2023.

Zona Querétaro

La zona Querétaro abastece principalmente corredores industriales y desarrollos residenciales. La zona es alimentada por las SE que cuentan con transformación 230/115 kV; SE Querétaro con dos autotransformadores, uno de 100 MVA y el segundo de 225 MVA, la SE Querétaro Potencia con un banco de 225 MVA y la SE Conín con un autotransformador de 225 MVA.

En el Cuadro 8.4.3 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no estén en servicio las obras; **P15–OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)** instruida por la SENER en el PRODESEN 2017 – 2031 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para abril del 2021 y **P17–OC10 Querétaro Potencia Banco 4** instruida por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para noviembre de 2023.

Cuadro 8.4.3. Energía no suministrada en la zona Querétaro

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	580.32	580.32	143
2021	5,711.56	6,291.88	993
2022	22,255.44	28,547.32	3,092
2023	1,550.75	30,098.07	3,261
2024	3,902.59*	34,000.66	3,611
Zona Querétaro			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

Además, considerando la topología de la red de 115 kV de la zona Querétaro, existen contingencias críticas de las LT que producen bajos perfiles de tensión por debajo del límite operativo (0.95 pu), principalmente en los corredores Querétaro I-San Ildefonso y Conín-San Ildefonso, llegando a ser necesario el corte de carga de 43.59 MW para el año 2021 ante la contingencia más severa. Mientras que para el año 2022 el monto de corte de carga máximo estimado ante contingencia es de 47.82 MW. Derivado del retraso en la construcción de los proyectos **P16-OC4 Línea de transmisión Conín-Marqués Oriente y San Ildefonso-Tepeyac** y **P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4** se considera necesaria la entrada en operación del proyecto **P18-OC9 Compensación zona Querétaro** para reducir el riesgo de corte de carga para los años 2021 y 2022 mientras se termina la construcción de los proyectos mencionados.

Adicionalmente a las problemáticas mencionadas y al alto consumo de energía, la región del Bajío (incluida la Zona León y Querétaro), es un punto de convergencia de la energía que se transmite desde el norte del país hacia el centro, lo que propicia una degradación en el perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV. El proyecto **P19-OC4 Compensación de Potencia Reactiva Dinámica en el Bajío,** instruido por la SENER en el PRODESEN 2019-2033 con fecha factible de entrada en operación abril 2025, proporciona un incremento en la flexibilidad operativa y evita una reducción en los límites de transmisión de potencia activa a través de corredores de transmisión. Debido a que actualmente tiene fecha de término de obra para diciembre 2023 no se visualizan repercusiones por su nueva fecha de entrada.

Zona Irapuato

La ciudad de Irapuato se encuentra alimentada a través de los autotransformadores 230/115 kV de la SE

Irapuato II y del transformador 400/115 kV de la SE Las Fresas. En la red de 115 kV se encuentran industrias importantes como las siderúrgicas Cifunsa y Evercast.

Actualmente se considera como estrategia mantener cerrada la LT Salamanca – 73130 – Irapuato II para disminuir la carga de los autotransformadores de la SE Irapuato II. Dicha LT 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 muy delgado y es bastante antigua (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 150% de la capacidad nominal de los autotransformadores de la SE Irapuato II que pudiera derivar en fallas en cascada que ocasionarían la 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 en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término de obra para septiembre del 2022.

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 de 115 kV se sobrecarguen LT y se tengan bajos perfiles de tensión y pueda ser necesario el corte de suministro eléctrico de cargas de la zona. Para incrementar la Confiabilidad de la zona industrial se consideran los proyectos P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia-Las Colinas instruido por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para julio del 2024, y P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato instruido por la SENER en el PRODESEN 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación mayo 2021, actualmente con fecha de término de obra para abril del 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, su carga a satisfacer ha incrementado de manera considerable.

Actualmente se implementan Estrategias Operativas (EO) de apertura de LT, 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 2019 los transformadores de la SE Guadalajara I alcanzaron un flujo máximo de 89.69% de su capacidad nominal, mientras que los transformadores de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 105.27%

de su capacidad nominal en condición red 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.

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 de los transformadores.

En el Cuadro 8.4.4 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra **P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2** instruida por la SENER en el PRODESEN 2016 – 2030 con fecha de término de obra para junio de 2023.

Cuadro 8.4.4. Energía no suministrada en la zona Metropolitana de Guadalajara

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	807.48	807.48	287
2021	1,865.7	2,673.18	825
2022	3,642.65	6,315.83	1,669
2023	6,436.41*	12,752.24	2,974
Zona Metropolitana de Guadalajara			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

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 voltaje de la red de 230 kV y 69 kV. Esta problemática se incrementa ante contingencia de LT llegando a niveles de voltaje por debajo del límite operativo, ocasionando afectaciones en procesos industriales. El proyecto **P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara** instruido por la SENER en el PRODESEN 2018-2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término de obra para abril 2023.

Zona San Luis Potosí

La zona San Luis Potosí es alimentada por cinco SE 230/115 kV, de las cuales destacan las SE San Luis Potosí con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y La Pila con un autotransformador de 225 MVA; dichas SE alimentan el corredor industrial y la carga residencial de la ciudad de San Luis Potosí.

Durante el año 2019 cada autotransformador de la SE San Luis Potosí alcanzo un flujo máximo de 94% de su capacidad nominal en condición de red completa; a su vez el autotransformador de la SE La Pila alcanzo un flujo máximo de 97 % de su capacidad nominal lo que conllevará a la aplicación de estrategias operativas para evitar sobrecargas en condición de red completa.

Adicionalmente ante la contingencia de cualquiera de los autotransformadores mencionados anteriormente será necesario el tiro de carga para evitar un colapso de la zona en cuestión.

En el Cuadro 8.4.5 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra **P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3** instruida en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación de febrero del 2022.

Cuadro 8.4.5. Energía no suministrada en la zona San Luis Potosí

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	32.02	32.02	6
2021	610.01	642.03	87
2022*	2,370.82	3,012.85	322
2023*	6,654.57	9,667.42	907
Zona San Luis Potosí			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

Zona Ixmiquilpan

La zona Ixmiquilpan es alimentada por la SE Zimapán 230/115 kV con un autotransformador de 100 MVA, la cual alimenta los poblados de Zimapán e Ixmiquilpan situados en el estado de Hidalgo; así como el sistema de bombeo de agua potable hacia la ciudad de Santiago de Querétaro.

Debido a que el transformador se encuentra ubicado en una cueva se dificulta el mantenimiento de éste, sumado a lo anterior, el alto índice de humedad que se presenta incrementa la posibilidad de falla.

Ante la contingencia del autotransformador mencionado 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 no se podrá lograr el suministro total de la energía necesaria en la SE Acueducto provocando intermitencias en el bombeo de agua potable; además de perfiles bajos de voltaje reduciendo la Confiabilidad del servicio eléctrico.

En el Cuadro 8.4.6 se muestra un resumen de las fallas del Zimapán AT-04 desde el año 2013 al año 2019 donde al menos se ha presentado una falla por año.

Para solventar la problemática indicada se propuso la obra P17-OC5 Valle de Mezquital instruida en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril del 2021 (aplazada a junio del 2024).

Cuadro 8.4.6. 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	1,569 minutos (26 horas 9 minutos)
Indisponibilidad Zimapán AT-04		

Zona Uruapan-Apatzingán

La red eléctrica de las zonas Uruapan (115kV) y Apatzingán (69 kV) están compuestas de largas LT lo que ocasiona que se presenten bajos perfiles de voltaje, teniendo como principal fuente de alimentación la LT Carapan Potencia-Uruapan Potencia (93390) y la generación hidráulica instalada en la zona.

Las CE Cóbano (2x30 MW), Cupatitzio (2x40 MW) y Chilatán (1x19 MW) tienen un despacho típico de la mitad de su capacidad, ya que depende principalmente al uso del agua que se programe para el riego en la región y a los niveles de operación que se tengan en las presas, por los escurrimientos que se hayan tenido.

Para solventar la problemática se han solicitado la instalación de Esquemas de Protección de Sistema (27's) y se propuso el proyecto P15-OC7 Compensación de la zona Apatzingán

instruido en el PRODESEN 2015-2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para abril del 2023.

Considerando el incremento de demanda en la zona se identificó que en la zona es necesario la inclusión de una nueva fuente ya que con la red actual solo es posible suministrar 231.4 MW para evitar el colapso de voltaje en la zona ante contingencia de algún elemento, considerando que la instalación de compensación reactiva adicional ya no es suficiente para solventar la problemática de voltaje.

Tomando en cuenta el crecimiento pronosticado para el área de influencia, para el año 2022 se tendrán 230 MW de demanda por lo que a partir del año 2023 la zona se encontrará en riesgo de colapso de voltaje en condiciones de red completa. Para incrementar la Confiabilidad de la zona se considera el proyecto P18-OC4 Expansión Zonas Uruapan-Apatzingán instruido por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para enero del 2025.

Zona San Luis de la Paz

La zona San Luis de la Paz es alimentada por dos subestaciones 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 autotransformador de 225 MVA. Durante el año 2019 los autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 98.68% de su capacidad nominal en condición de red completa. Ante la contingencia de la LT Las Delicias – Santa Fe, la SE Santa Fe queda alimentada desde la SE Querétaro I lo que provoca 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 autotransformadores.

Adicionalmente debido a una licencia en muerto en la red de 115 kV de la zona San Luis de la Paz se tienen registros de que el autotransformador de la SE Santa Fe alcanzó un flujo máximo de 93.60% de su capacidad nominal lo que significa que ante contingencias de la red de 115 kV se reduce la flexibilidad operativa de la zona poniendo en riesgo la Confiabilidad de la red eléctrica.

En el Cuadro 8.4.7 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra P19-OC2 San José Iturbide Banco 4 instruida por la SENER en el PRODESEN 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación para abril del 2024, actualmente con fecha de término de obra para mayo del 2025.

Cuadro 8.4.7. Energía no suministrada en la zona San Luis de la Paz

Año	Energía no Suministrada (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	4.04	4.04	3
2021	19.26	23.3	14
2022	72.5	95.8	53
2023	275.4	371.2	173
2024	1,031.22	1,402.42	530
2025	2,606.57	4,008.99	1,170
2026	5,349.25*	9,358.24	2,228
Zona San Luis de la Paz			

* ENS en caso de diferimiento del proyecto

Adicionalmente a la problemática de transformación y aunado a la gran capacidad de generación instalada en la Zona de San Luis Potosí y San Luis de la Paz, considerando el flujo proveniente

del norte del país, se tiene un aumento en la energía transmitida por el enlace entre las regiones San Luis de la Paz – San Luis y la región Querétaro. El cual está conformado por tres LT en 230 kV: LT Las Delicias – 93100 - Querétaro, LT Las Delicias – 93250 - Santa Fe, LT Las Delicias - 93300 - Querétaro Potencia; y dos en 115 kV: LT Nogales – 73970 - La Fragua y LT Dolores Hidalgo – 73470 - San Miguel Allende. Dicho corredor presenta una limitante para permitir la transmisión de energía a la región Querétaro y posterior al centro del país debido a la saturación de la red de 230 y 115 kV, aumentando los costos de producción y por lo tanto no permitiendo la integración de generación en las Zonas San Luis Potosí, San Luis de la Paz, occidente y norte del país.

Para propiciar la entrada de generación en dichas Zonas y de esta manera evitar que la saturación de la red de 230 y 115 kV limite la capacidad de transmisión se considera el proyecto instruido P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro por la SENER en el PRODESEN 2019-2033 con fecha factible de entrada en operación abril 2025, actualmente con fecha de término de obra para julio 2023.

Impacto en la GCR Noroeste

Zona Sonora Norte

- **Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA**

Afectaciones:

El no contar con el enlace asíncrono entre la GCR Noroeste (GCRNO) con Tucson Electric Power (TEP) en Estados Unidos de América, continuará la congestión de energía entre corredores de transmisión en temporadas de baja demanda, se tendría la necesidad de reducir generación de centrales económicas para disminuir los flujos de potencia en corredores de transmisión para mantener la Confiabilidad en el sistema eléctrico. Por lo anterior, no se tendría control dinámico de soporte de tensión, ni aporte de amortiguamiento positivo ante fallas transitorias para disminuir las oscilaciones en las variables eléctricas, no se utilizaría el enlace internacional para la compra y venta de energía en el MEM ni el beneficio del respaldo en el suministro de la carga ante emergencias.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016 a CFE, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2018.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2023. Sin embargo, está fuera de cartera de inversión 2020 – 2024.

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Nogales**

Afectaciones:

La zona Nogales presenta una problemática en las LT con Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS) en 115 kV, de las cuales específicamente 2 han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión, una de ellas ha presentado violaciones con red completa y otra ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 8.5.1.

Debido a la problemática de sobrecarga con red 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.

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 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 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 abril de 2026.

Cuadro 8.5.1. Análisis de contingencias en la Zona Sonora Norte en Líneas de Transmisión para 2023

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	160.7	86.8	55.2	54	Subterráneo
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	112.0	60.5	29.5	54	Subterráneo

Zona Hermosillo

- **Compensación Reactiva Inductiva en Seri**

Afectaciones:

La falta de Compensación Reactiva Inductiva en la SE Seri en la barra de 400 kV ocasionará altos voltajes 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 8.5.2.

La problemática será solventada mediante estrategias operativas que involucran aperturas de LT lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de la demanda, esta situación se agrava al estar fuera de servicio la Central Eléctrica (CE) Empalme Dos, la cual, tiene licencia para estar fuera de servicio desde el 24 de octubre 2019 a la fecha, ya que en bajo esta condición operativa se requiere enviar servicios propios para la puesta en operación de las unidades de generación a través de la red de 400 kV, lo cual no es posible cuando se abren las líneas de 400 kV que están conectadas a la SE Empalme Ciclo Combinado por control de voltaje.

Por lo anterior, cuando las unidades de la Central Ciclo Combinado Empalme Dos se encuentran fuera de servicio o en mantenimiento, no se cuenta con la absorción de potencia reactiva que proporcionan las unidades de generación, por tanto, se requiere de equipo de compensación reactiva inductiva en la SE Seri que permitirá mantener la magnitud de la tensión de operación dentro de los límites de operación permitidos.

Este proyecto 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 enero de 2023.

Cuadro 8.5.2. 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 Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (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**

Afectaciones:

La zona Hermosillo cuenta con una red eléctrica que presenta una problemática de sobrecarga en las LT con Cable de Potencia Subterránea (LTCPS) en 115 kV, de las cuales específicamente 12 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión, en el escenario de red completa son cuatro: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, Hermosillo Cuatro – Portales, Hermosillo Cinco – Dynatech y Hermosillo Dos - 73M20 - Portales en 115 kV. Las ocho LTCPS restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla, los resultados se muestran en el Cuadro 8.5.3.

Debido a la problemática de sobrecarga, con red completa, se tiene una restricción en tres elementos de transmisión que debe ser eliminada mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de red eléctrica para evitar sobrecargar de la LTCPS, ante contingencia sencilla se producirá una cargabilidad mayor a la capacidad de las LTCPS 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 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.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Cuadro 8.5.3. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Líneas de Transmisión para 2023

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	212.4	108.3	80.1	51	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Cuatro -73700- Portales	200.6	124.4	86.7	62	Subterráneo, Puente
Hermosillo Uno -73050- Hermosillo Ocho	Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	203.1	103.6	83.8	51	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	146.3	108.3	28.3	74	Subterráneo
Hermosillo Loma -73750- Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma -73760- Pueblitos	102.3	77.8	55.4	76	Subterráneo
Hermosillo Uno -73D30- Río Sonora	Hermosillo Uno -73280- Hermosillo Nueve	109.4	58.0	42.9	53	Subterráneo
Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	Hermosillo Uno -73080- Rolando García Urrea	129.3	78.9	14.3	61	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Dos -73M20- Portales	170.5	105.7	67.4	62	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	Dynatech -73D20- Rolando García Urrea	121.1	53.3	30.5	44	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73100 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro + 73070 – Hermosillo Nueve	113.7	66.0	35.53	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73700 - Portales	Hermosillo Loma – 73160 – Hermosillo Dos	114.7	84.91	42.50	74	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73000 - Hermosillo Seis	Hermosillo Seis – 73170 – Hermosillo Misión	107.1	68.53	26.26	64	Subterráneo

- **Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza**

Afectaciones:

La SE Esperanza cuenta con un autotransformador de 225 MVA de capacidad nominal, con relación de transformación 230/115 kV, suministra cargas radiales, 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 permiten controlar el voltaje en alta tensión en los escenarios de baja carga.

En el escenario de invierno se tienen altos voltajes en las SE de la zona Costa de Hermosillo.

En 2019 entró en operación la SE Esperanza con red troncal asociada en 230 kV, lo que resuelve 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 y la apertura de LT, entre las principales

acciones remediales, con el objetivo de mantener el nivel de tensión en las SE de la zona dentro de los límites de operación permitidos afectando la Confiabilidad del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere mantener en operación unidades de generación cercanas a con el objetivo de absorber los excedentes de potencia reactiva y controlar la tensión en la SE Esperanza, esto se muestra en el Cuadro 8.5.4.

Por lo anterior, se requiere de un dispositivo de compensación inductiva en la SE Esperanza para mantener el voltaje, en las SE del área de influencia, dentro de los límites de operación permitidos.

Este proyecto 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 2022.

Cuadro 8.5.4. Análisis de contingencias en invierno en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Esperanza en 115 kV	0.25	121	119

- **Viñedos MVAr**

Afectaciones:

Las SE que suministran la demanda en el corredor en 115 kV entre las SE Hermosillo Tres y Santa Ana han registrado un incremento considerable en la necesidad de energía eléctrica en su desarrollo normal, adicionalmente, se presentan continuamente nuevas solicitudes de conexiones de carga de índole agrícola y minera.

Las SE Oasis, Porcelanite, Terramara y Viñedos se interconectan mediante el corredor de transmisión en 115 kV y no cuentan con el soporte de tensión en 115 kV. En escenarios ante contingencia n-1 se presentan voltajes fuera de los rangos de operación permitidos.

La contingencia de disparo de LT, en alguno de los extremos del corredor en 115 kV, deja la carga total conectada de manera radial desde la SE al extremo opuesto de dicho corredor, puede ser la SE Santa Ana o la SE Hermosillo Tres, siendo la Contingencia Crítica más Severa (CCS) el disparo de la LT Hermosillo Tres-73110-Viñedos como se muestra en el Cuadro 8.5.5, ante esta contingencia, se han implementado esquemas de acción remedial que incluyen corte de carga con la finalidad de mantener el voltaje, en las SE del área de influencia, dentro de los rangos de tensión permitidos ante contingencias sencillas repercutiendo directamente en la Calidad y Continuidad del servicio.
Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en marzo de 2023.

Cuadro 8.5.5. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas en 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (kV)
Hermosillo Tres -73110- Viñedos	Oasis en 115 kV	11.05	98.20	114.00
	Viñedos en 115 kV	16.25	93.00	114.70
	Porcelanite en 115 kV	3.95	105.30	115.30
	Terramara en 115 kV	13.95	95.30	114.00

Zona Obregón

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Obregón**

Afectaciones:

La zona Obregón cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV, la problemática radica en las LT de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea, de las cuales específicamente cinco LT con Cable de Potencia Subterránea (LTCPS) han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión, dos de ellas presentan sobrecargas en el escenario con red completa y tres LTCPS ante contingencia sencilla, ver Cuadro 8.5.6.

Debido a la problemática de sobrecargas con red 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 de abastecimiento de carga 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, se implementarán estrategias operativas y se limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Cuadro 8.5.6. 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
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	170.3	102.2	68.3	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	162.7	97.6	57.1	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	130.5	86.1	52.4	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	128.8	76.0	52.6	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	140.8	70.4	49.2	50	Subterráneo

- **El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo**

Afectaciones:

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la red troncal de norte a sur en la GCRNO derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado 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 por la capacidad limitada de la LT El Mayo-73350-Navojoa Industrial, en escenarios ante contingencia sencilla de la LT El Mayo-93610-Los Mochis Dos se presentará la necesidad de realizar un redespacho en las unidades de generación para evitar la sobrecarga de la LT El Mayo-73350-Navojoa Industrial como se muestra en el Cuadro 8.5.7.

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 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 enlace de 115 kV entre las SE El Mayo y 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 la SE Navojoa Industrial, la SE Carrizo y la SE El Fuerte. En demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en las SE en el área de influencia, por lo cual será necesario la implementación de esquemas de acción remedial para mantener la red de transmisión y los voltajes de operación de las SE 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 entrará en operación hasta septiembre de 2023.

Cuadro 8.5.7. 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**

Afectaciones:

La zona Los Mochis cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV, la problemática radica en las LT en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea, de las cuales específicamente 2 han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión, una de ellas presenta sobrecarga desde el escenario con red completa, la segunda 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, asimismo se tendrían sobrecargas en la LT Louisiana-73230-Centenario y la LT Louisiana-73210 - Mochis Centro como lo muestra el Cuadro 8.5.8, 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 esquemas de acción remedial, así como con estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad del sistema eléctrico, de igual manera limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Cuadro 8.5.8. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Líneas de Transmisión en 2023

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	166.5	86.6	66.6	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	104.2	80.2	52.1	77	Subterráneo
Los Mochis Industrial Banco AT1	Louisiana -73230- Centenario	109.4	56.9	36.4	52	Subterráneo

- **El Carrizo MVAr (traslado)**

Afectaciones:

El enlace en 115 kV entre la ciudad de Navojoa, en Sonora y Los Mochis, en el estado de Sinaloa, cuenta con un solo circuito con una longitud aproximada de 165 km, en su mayoría es calibre 336 ACSR, estas características del enlace en 115 kV dejan en una situación en la que se presentan bajos voltajes a las SE Navojoa Industrial, El Carrizo, El Fuerte y entre las principales del área de influencia.

La contingencia sencilla más severa es el disparo de la LT El Mayo-73350-Navojoa Industrial como se muestra en el Cuadro 8.5.9, esta contingencia repercute en bajos voltajes en la zona quedando debajo del límite operativo permitido debido a que quedan conectadas de manera radial desde la SE Los Mochis Dos.

Con la finalidad de mantener el nivel de tensión de operación en las SE El Carrizo y El Fuerte, se requiere adicionar un equipo de compensación capacitiva fija en el área de influencia.

El proyecto consiste en el traslado del banco de Capacitores de 15 MVAr de la SE Seis a la SE El Carrizo en 115 kV. Sin el proyecto, se tendrá que operar con dependencia de esquemas de acción remedial y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para mantener sin sobrecarga las LT en el área de influencia, y se limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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 septiembre de 2021.

Cuadro 8.5.9. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Subestaciones Eléctricas en 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (kV)
El Mayo -73350- Navojoa Industrial	Navojoa Industrial en 115 kV	2.07	107.18	115.50

Zona Guasave

- **Guamúchil MVAr**

Afectaciones:

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la red troncal de norte a sur en la GCRNO derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en Empalme y Topolobampo que ha propiciado un alto flujo de transmisión en la red eléctrica principal.

En la zona Guasave, la SE Guamúchil Dos presentaría bajo voltaje motivado por la alta transmisión y la carga que se suministra a través del autotransformador, por lo que se restringiría la transmisión de potencia en el corredor 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 el corredor 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, para evitar sobrecargas en elementos de transmisión, adicionalmente en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en las SE la zona como se muestra en el Cuadro 8.5.10, por lo cual será necesario la implementación de esquemas de acción remedial, para mantener la red de transmisión y las tensiones de operación de las SE 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 abril de 2023.

Cuadro 8.5.10. Análisis de contingencias en Guamúchil, Zona Los Mochis en Subestaciones Eléctricas en 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (kV)
Los Mochis Industrial -73790- Juan José Ríos	Juan José Ríos en 115 kV	3.87	105.38	113.80
	Leyva Solano en 115 kV	3.11	106.14	111.54
	Bamoa en 115 kV	1.76	107.49	110.03
	Santa María en-115 kV	1.70	107.55	110.99
	Guasave en 115 kV	1.69	107.56	111.11
	Hernando de Villafañe en 115 kV	1.55	107.70	110.98

Zona Culiacán

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Culiacán**

Afectaciones:

La zona Culiacán cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV y que presenta la problemática de sobrecarga en LT con Cable de Potencia Subterránea (LTCPS) en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Ocho de las LTCPS presentarán problemas en cuanto a su capacidad de transmisión, y una presenta sobrecarga en el escenario con red completa: LTCPS Culiacán Cuatro – 73950 – Costa Rica, las LTCPS restantes se sobrecargan ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 8.5.11. La LT Higuera – 73910 – Culiacán Milenium y la LT Culiacán Milenium – 73470 – Jaime Sevilla Poyastro no fueron consideradas a sustituir debido a que presentan una sobrecarga del 102%, queda conectada en forma radial y tiene un impacto local, la LT Culiacán Tres – 73850 – Tres Ríos se sobrecarga en contingencia de TR por lo que no se consideró para su sustitución.

Debido a la problemática de sobrecarga con red 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 esquemas de acción remedial que actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga, además, esta problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Cuadro 8.5.11. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Líneas de Transmisión en 2023

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Banco de Transformación Culiacán Poniente AT1	Culiacán Tres -73850- Tres Ríos	142.5	72.7	19.5	51	Subterráneo
Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	La Higuera -73910- Culiacán Milenium	102.2	78.7	42.3	77	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Milenium -73470- Jaime Sevilla Poyastro	102.5	40.0	3.7	39	Subterráneo
Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	102.4	61.4	31.8	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	113.8	71.7	51.9	63	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	134.2	64.4	34.6	48	Subterráneo
Choacahui -A3NO0- Culiacán Poniente	Culiacán Cuatro -73950-Costa Rica	134.2	80.5	75.5	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	102.9	56.6	36.9	55	Subterráneo

- **Quilá MVAr (traslado)**

Afectaciones:

Actualmente las SE Costa Rica, Quila y El Dorado se encuentran alimentadas en la zona Culiacán de forma radial desde la SE Culiacán Cuatro, para dar solución a esta problemática se ha programado una nueva LT en 115 kV entre las SE La Higuera y Costa Rica con lo que se garantiza el suministro de la demanda de los poblados de Costa Rica, Quilá y El Dorado.

Sin embargo, con los crecimientos estimados de la demanda en esta región, en el verano se presentarán valores de tensión por debajo del límite operativo en el escenario con red completa y ante contingencias sencillas, siendo la SE Quilá y la SE El Dorado las de mayor afectación ya que seguirían conectados en forma radial de los puntos de suministro.

Por lo anterior, se necesita compensar localmente los requerimientos de potencia reactiva con la finalidad de mantener el voltaje dentro del rango de operación permitido.

En caso de no tener el equipo de compensación, se tendrá que operar con la dependencia de esquemas de acción remedial y se implementarán estrategias operativas que disminuyen la Confiabilidad del sistema eléctrico afectando carga durante el periodo de alta demanda con la finalidad de operar sin bajos voltajes en la zona limitando la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos centros de Carga. Por lo que el traslado del Banco de Capacitores de 15 MVAr proveniente de la SE Culiacán Dos para

ser instalado en la SE Quila resuelve la problemática de suministro en el área de influencia.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2018 con una fecha de entrada en operación de abril de 2020.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en noviembre de 2021.

Cuadro 8.5.12. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Subestaciones Eléctricas en 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (kV)
Caso sin contingencia	Costa Rica en 115 kV	4.38	104.87	104.87
	Quilá en 115 kV	8.70	100.55	100.55
	El Dorado en 115 kV	10.13	99.12	99.12
	La Cruz en 115 kV	0.80	108.45	108.45
SE Pericos -73J40- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	10.07	99.18	113.80
	Chinitos en 115 kV	9.12	100.13	111.54
	SE Pericos en 115 kV	8.88	100.37	110.03
	SE Pericos en 115 kV	8.88	100.37	110.99
	Derivación Chinitos en 115 kV	7.64	101.61	111.11
	Bamoa en 115 kV	0.70	108.55	111.11
Banco de Transformación Culiacán Poniente AT1	Chinitos en 115 kV	0.90	108.35	110.98
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.05	109.20	110.38
Choacahui -A3NO0- 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
	QLA-115	5.30	103.95	105.00
	EDR-115	6.38	102.87	103.93

- **Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste**

Afectaciones:

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 GCRNO.

Se requiere la sustitución de interruptores por nuevos equipos de interrupción 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 las SE afectando la Continuidad del servicio.

- **Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)**

Afectaciones:

En la zona Culiacán se tienen altos flujos de potencia por la red troncal de norte a sur derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la generación de Ciclos Combinados en Empalme y Topolobampo.

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 Transformador de la SE Culiacán Poniente a más del 120% de su capacidad nominal ante contingencia de la LT Culiacán Poniente – A3N50 – La Higuera, lo que limita la transmisión de flujo de potencia en el corredor.

Aunado a lo anterior, se tendría que realizar una modificación al despacho de las unidades de generación de las centrales eléctricas que se ubican al norte de la zona Los Mochis, con el objetivo de evitar la sobrecarga en el Transformador de Culiacán Poniente.

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.

Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría la problemática de baja tensión en las SE 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 esquemas de acción remedial para mantener la red de transmisión y las tensiones de operación de las SE 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 entrará en operación en marzo de 2023.

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 Precontingencia (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 Postcontingencia (kV)	Voltaje Precontingencia (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

- **Construcción de una bahía en la SE Culiacán I**

Afectaciones:

En la zona Culiacán, la LT Culiacán Uno – 73420 – La Higuera, tiene una conexión en derivación con la LT Culiacán Uno – 73340 – Tres Ríos a la llegada a la SE Culiacán Uno, este arreglo en la conexión disminuye la Confiabilidad de la red en 115 kV de la zona Culiacán, ya que se dificulta la coordinación de protecciones asociadas a las LT y se requiere de una protección diferencial de tres puntos, además, complica la discriminación de fallas al disparar en 3 lados, dificultando el restablecimiento de la carga y disminuye la Confiabilidad al estar fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Zona Mazatlán

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Mazatlán**

Afectaciones:

La zona Mazatlán cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV y que presenta una problemática de sobrecarga en LT con Cable de Potencia Subterránea (LTCPS) en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea, específicamente cuatro LTCPS han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión y una de estas presenta una magnitud de flujo de potencia de 95% de su capacidad nominal con red completa, el resto de

ellas tienen sobrecargas ante contingencia sencillas, Cuadro 8.5.15.

Debido a la problemática de sobrecarga, se tendrán restricciones en elementos de transmisión que debe ser eliminados mediante acciones remediales 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 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 esquemas de acción remedial que actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga, además, esta problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Cuadro 8.5.15. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Líneas de Transmisión en 2023

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	166.9	75.1	32.7	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	150.2	75.1	41.3	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73920- Mazatlán Tecnológico	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	122.1	69.6	54.4	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40- SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10- SE Villa Unión	136.8	61.6	20.1	45	Subterráneo
Mazatlán Uno - 73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	140.1	91.10	11.1	65	Subterráneo

Impacto en la GCR Norte

Zonas Casas Grandes y Juárez

El proyecto "Nuevo Casas Grandes Banco 3" fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021.

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta septiembre de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la zona Casas Grandes.

Las problemáticas actuales en la zona de influencia son sobrecargas en los autotransformadores de la SE Nuevo Casas Grandes llegando estos a 117% y 112% de carga y bajos niveles de tensión en 115 kV, principalmente debido a la potencia reactiva demandada por las cargas que se alimentan de esta red, la cual es de una longitud considerable.

Debido al crecimiento de la demanda de la zona que se ha presentado en los últimos años, y al pronóstico para los siguientes, se presentarán tensiones inferiores a 0.95 pu (límite definido por Código de Red) ocasionando mayores pérdidas en el SEN principalmente en demandas altas, lo anterior se debe a la topología de la red conformada por LT de grandes distancias y configuración radial, además de que no se cuenta con suficiente margen para el soporte de tensión en la región ocasionando tiros de carga permanente ante la pérdida de algún elemento de la red.

Actualmente, ante contingencia de una de las LT en 230 kV y/o 115 kV: Nuevo Casas Grandes - Nacozari o Ascensión Dos - Ascensión, ocasiona la operación de esquemas de protección 27 (por baja tensión en la red). Esta condición de operación se presenta debido a que las características de la red (poco mallada y muy longitudinal) es muy sensible a las variaciones de carga, por lo tanto, el problema de bajas tensiones se agudiza con la ocurrencia de contingencias.

No obstante, para la demanda máxima esperada en 2020, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión, siendo estas condicionadas a la entrada en operación del nuevo autotransformador en Nuevo Casas Grandes de 100 MVA, 230/115 kV.

Para 2023, se espera una demanda de la región Moctezuma-Casas Grandes de 613 MW, por lo cual, se tendrán 15,043 MWh de energía no suministrada acumulada en la región, al tener que realizar racionamiento del suministro en situaciones de sobrecarga de los bancos de transformación.

En las figuras 8.6.1 y 8.6.2 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la SE Nuevo Casas Grandes, cabe mencionar que, en la condición de demanda máxima los bancos de transformación operarían al 120% y 126% de carga respectivamente. Además, en aproximadamente 1,952 horas se operará con Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) esperando la falla del banco paralelo.

En el cuadro 8.6.1 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE Nuevo Casas Grandes. Se puede observar que la falla del banco paralelo produce sobrecargas de 115% en el banco de transformación que se mantiene en servicio.

Figura 8.6.1. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-99 en 2023

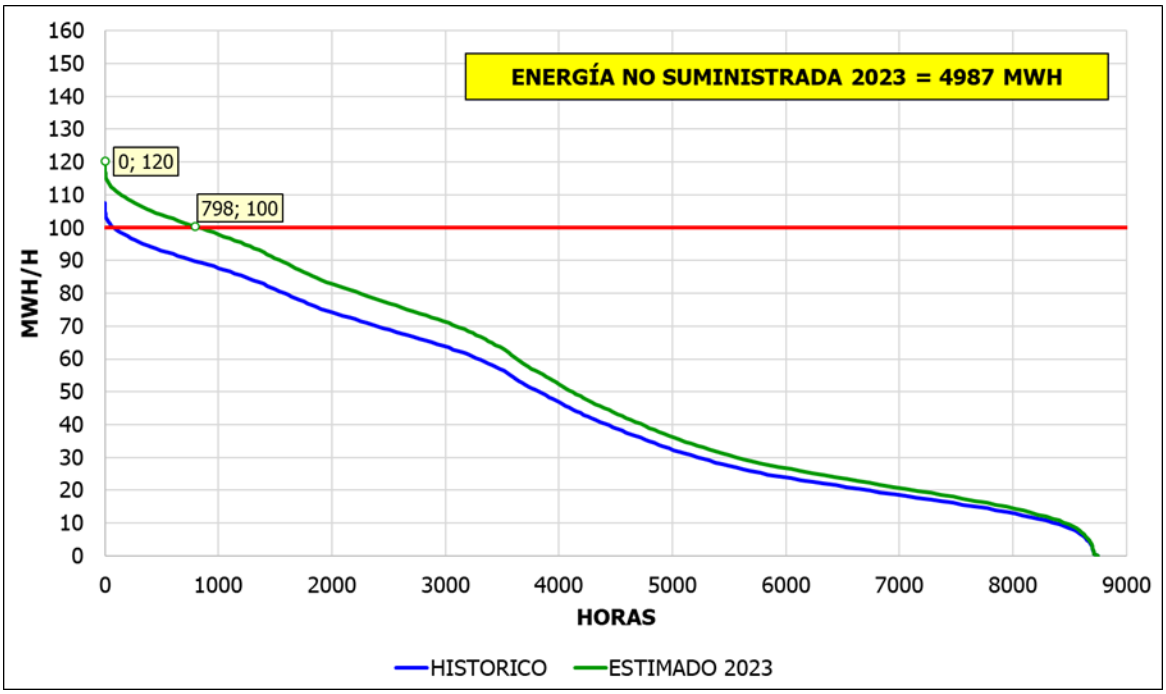
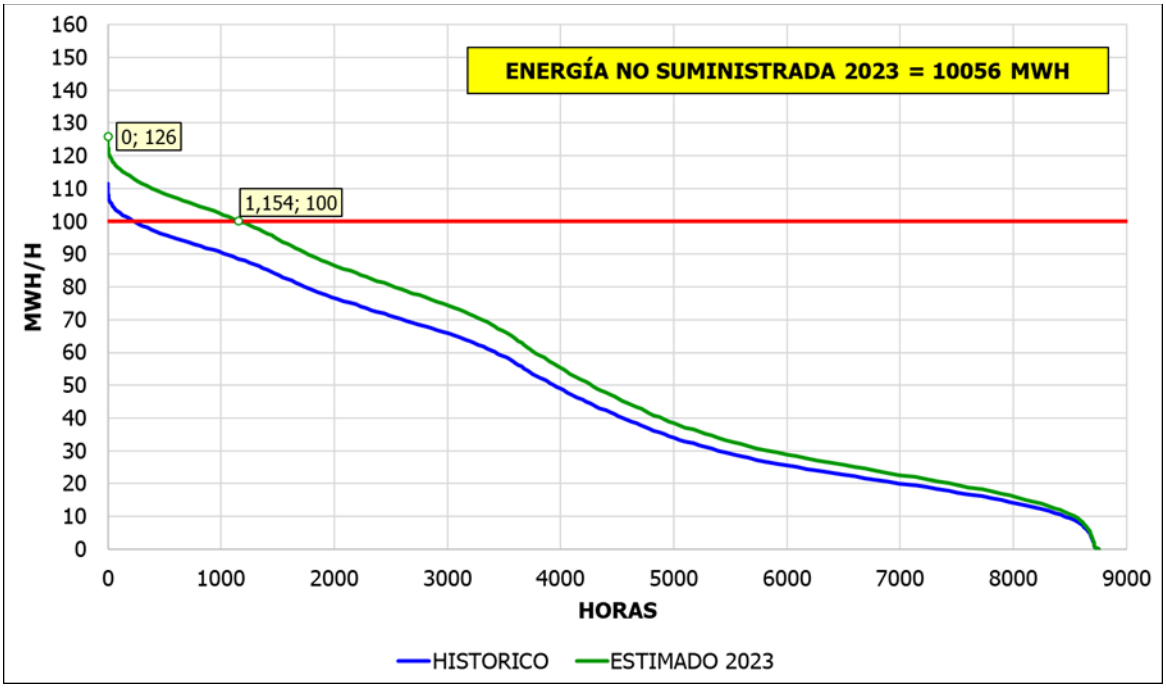


Figura 8.6.2. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-98 en 2023



Cuadro 8.6.1. Sobrecarga de bancos de transformación en la SE Nuevo Casas Grandes en 2023

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	120	Caso sin contingencia
	213	Salida de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	240	Salida de LT NCG-93950-AOD -230 kV
NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	126	Caso sin contingencia
	215	Salida de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	250	Salida de LT NCG-93950-AOD -230 kV

En cuanto a la zona Juárez, se tiene instruido el proyecto P19-NT1 Terranova Banco 1, el cual no sufre modificaciones en su fecha de entrada en operación (abril de 2024) por lo que no se ven afectaciones en la Confiabilidad de la zona para este proyecto.

Zona Chihuahua

El proyecto "Chihuahua Norte Bancos 5" y "Ávalos Banco 3 (traslado)" fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021.

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta mayo de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la Zona Chihuahua.

Ante la incertidumbre de la construcción del banco en Chihuahua Norte y como una solución temporal para solventar la problemática de sobrecarga en los autotransformadores de Chihuahua Norte, se instaló un banco trifásico de 45 MVA 230/23.9 kV, con lo cual se evita la transformación en cascada 230/115/23 kV, descargando la transformación 230/115 kV que se está viendo afectada por la falta de infraestructura.

El flujo por estos transformadores es directamente proporcional a la transferencia de potencia en el enlace Moctezuma (MCZ) – Chihuahua (CUA), Adicionalmente con la próxima entrada en operación de la Central Eléctrica Norte Juárez de una capacidad de 906 MW, se tendría un incremento considerable en la carga de los autotransformadores de Chihuahua Norte debido a que es el punto dónde se reciben los excedentes de generación de la zona Juárez.

Ante altos flujos de transmisión en la compuerta Moctezuma – Chihuahua de aproximadamente 900 MW, se tiene que los bancos de transformación operen al 100 % de su capacidad con red completa.

No obstante, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión, siendo estas condicionadas a la entrada en operación del nuevo autotransformador en Chihuahua Norte de 300 MVA, 230/115 kV.

En 2023, se espera una demanda de la Zona Chihuahua de 778 MW, por lo cual, se tendrán 517 MWh de energía no suministrada acumulada en la región, al tener que realizar racionamiento del

suministro en situaciones de sobrecarga de los bancos de transformación.

En la figura 8.6.3 se muestra como está conformada el enlace que existe entre la Zona de Operación Transmisión Juárez y la Zona de Operación Transmisión Chihuahua (enlace MCZ-CUA) que forma parte de la GCRNT, este enlace se conforma por la sumatoria de las LT Moctezuma -93230- Chihuahua Norte, Moctezuma -93240- Laguna Encinillas, Moctezuma -93420- El Encino en 230 kV y Moctezuma -3A70- El Encino en 400 kV.

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 SE Chihuahua Norte y de la SE Ávalos, cabe mencionar que, en la condición de demanda máxima los bancos de transformación operarían al 120%, 115%, 111% y 105% de carga respectivamente. Además, en aproximadamente 135 horas se operará con Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) esperando la falla del banco paralelo.

En el cuadro 8.6.2 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE Chihuahua Norte y SE Ávalos. En el peor de los casos se puede observar que la falla del banco paralelo produce sobrecargas de 76 % en el banco de transformación que se mantiene en servicio.

Figura 8.6.3. Enlace Moctezuma - Chihuahua en la GCRNT

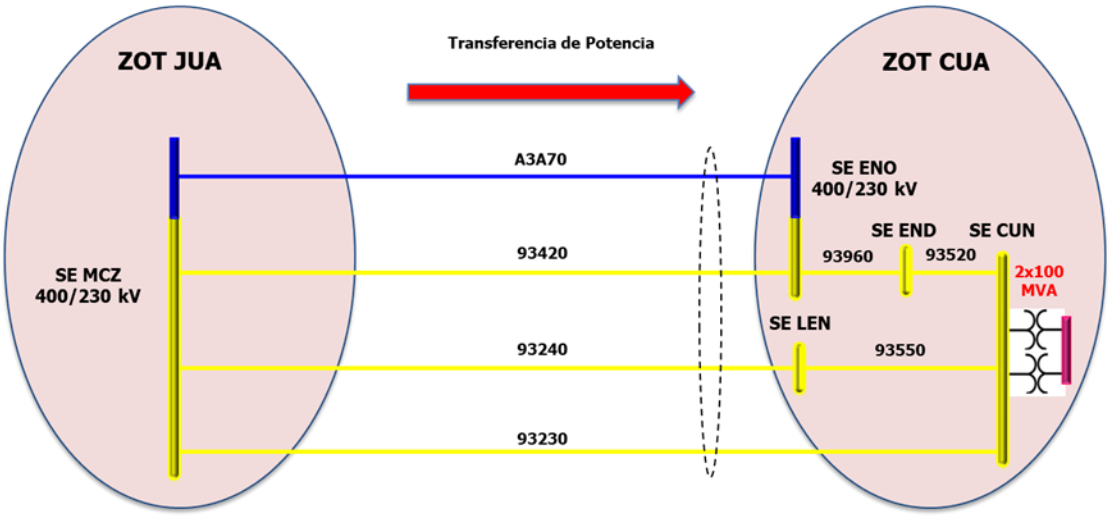


Figura 8.6.4. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-99 en 2023

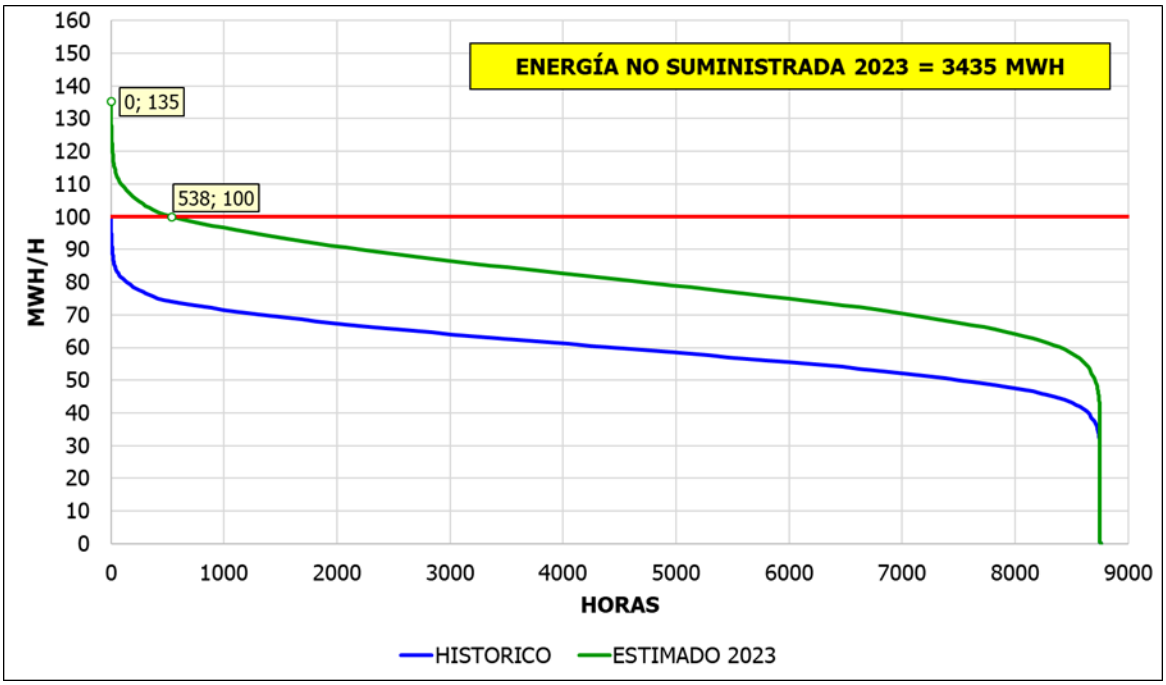


Figura 8.6.5. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-98 en 2023

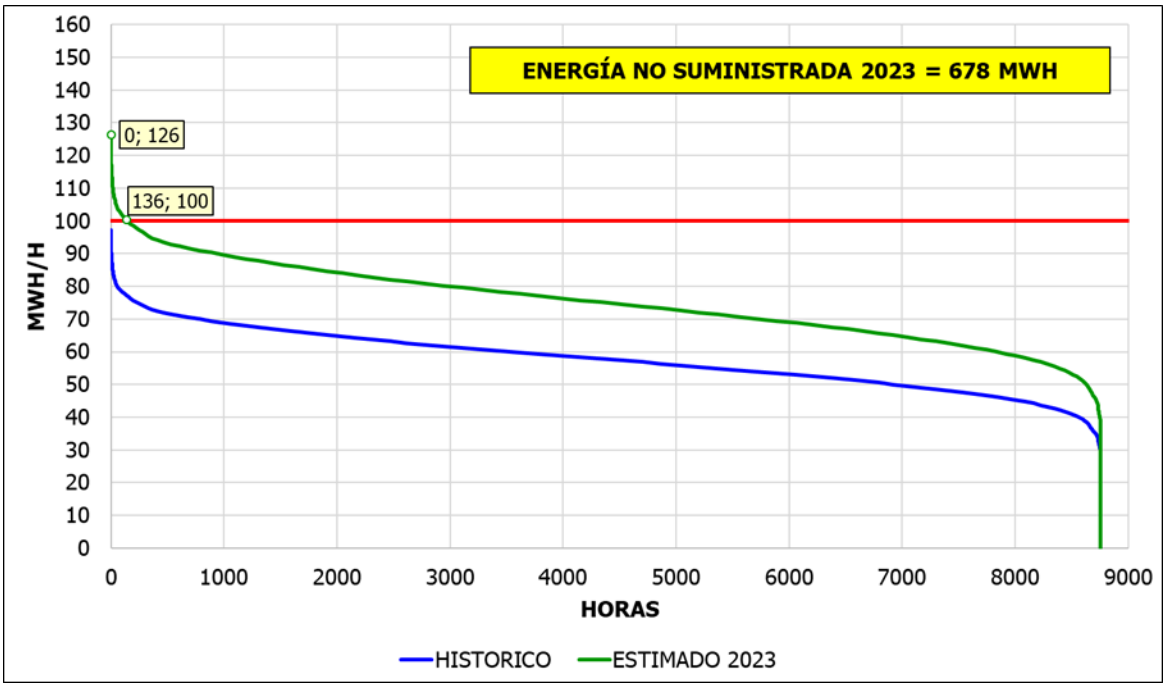


Figura 8.6.6. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-99 en 2023

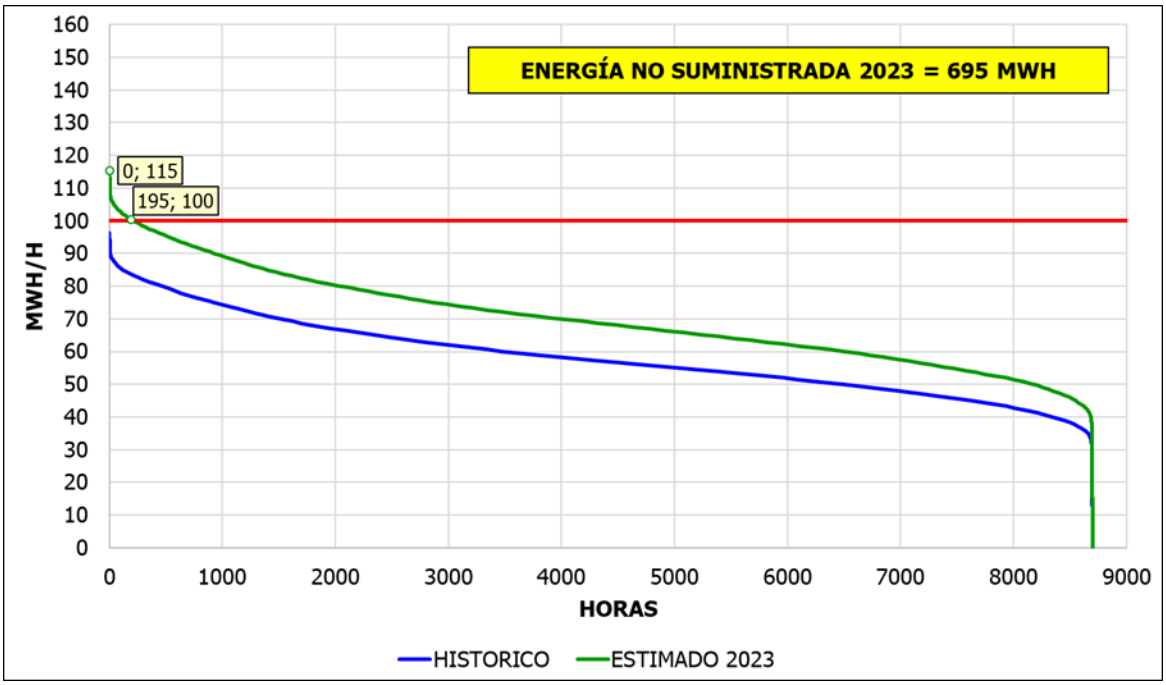
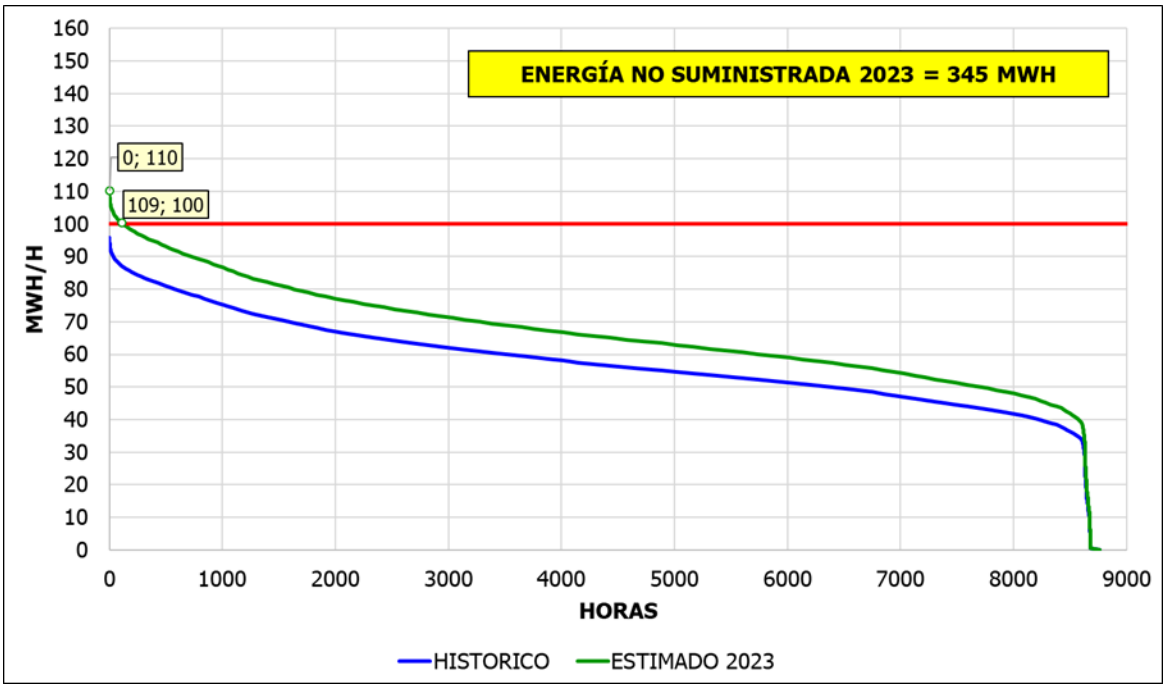


Figura 8.6.7. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-98 en 2023



Cuadro 8.6.2. Sobrecarga de bancos de transformación en la SE Chihuahua Norte y SE Ávalos en 2023

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	135	Caso sin contingencia
	176	Falla de CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	168	Falla de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	130	Falla de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	131	Falla de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	132	Falla de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	126	Caso sin contingencia
	172	Falla de CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	160	Falla de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	134	Falla de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	135	Falla de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	136	Falla de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	115	Caso sin contingencia
	137	Falla de AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	125	Falla de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	139	Falla de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	92	Falla de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	86	Falla de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	110	Caso sin contingencia
	135	Falla de AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	122	Falla de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	135	Falla de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	90	Falla de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	84	Falla de LT CHU-73110-CUP - 115 kV

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 hacia afuera de la Gerencias de Control Noreste. El proyecto I19-CE1 agrega una nueva trayectoria Noreste – Central que actualmente no existe, ya que la red existente y el flujo de potencia que normalmente se transporta por la red troncal sigue la trayectoria Noreste – Occidental – 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, el proyecto tiene fecha factible de término por parte de CFE es para el mes de abril de 2027.

En la Figura 8.7.1 se presentan las gráficas históricas del flujo de la compuerta comprendida por las LT Las Mesas – A3I50 - Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3I60 - Querétaro Potencia Maniobras, comprendido entre el periodo del 1 de junio de 2019 y el 1 de junio del 2020. De esta figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 2,024 MW y ha superado alrededor de 220 horas los 1,800 MW, que corresponde a su límite de planeación de largo plazo contemplado. El retraso del proyecto Las Mesas – Jilotepec Potencia contemplado en este proyecto, ocasiona que estas líneas se tengan que operar durante varias horas del año a su máxima capacidad.

De igual manera, la construcción del proyecto P18-NE2 incrementa límite de transmisión hacia el Occidente del país, para este proyecto, se había estimado una fecha de término para abril de 2023, sin embargo, actualmente CFE reporta una nueva fecha factible de término para septiembre de 2024.

En la figura 8.7.2, se observa el registro histórico de flujo de potencia a través de las líneas que involucran la zona Derramadero/Ramos Arizpe Potencia y Primero de Mayo/Salero, el máximo flujo establecido para estas líneas (compuerta) es de 1,250 MW. En la gráfica se observa que el valor máximo de flujo a través de estas líneas ha alcanzado niveles de 1,517 MW y que se ha operado arriba de 1,250 MW por más de 500 horas del periodo del 1 de junio de 2019 al 1 de junio de 2020, denotándose la necesidad de implementar este proyecto.

Ambos proyectos se han ido difiriendo en el tiempo, lo que ocasionará que se sigan presentando valores altos de flujo de potencia en los enlaces mencionados e incluso violaciones en los mismos, principalmente en condiciones de falla de línea y/o indisponibilidad de generación. Aunado a esto se tendrá energía embotellada en algunas regiones del país donde se tienen precios competitivos, lo cual encarecería el costo de la energía despachada en el MEM.

Figura 8.7.1. Histórico del flujo de la compuerta Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras, del 1 de junio de 2019 al 1 de junio de 2020.

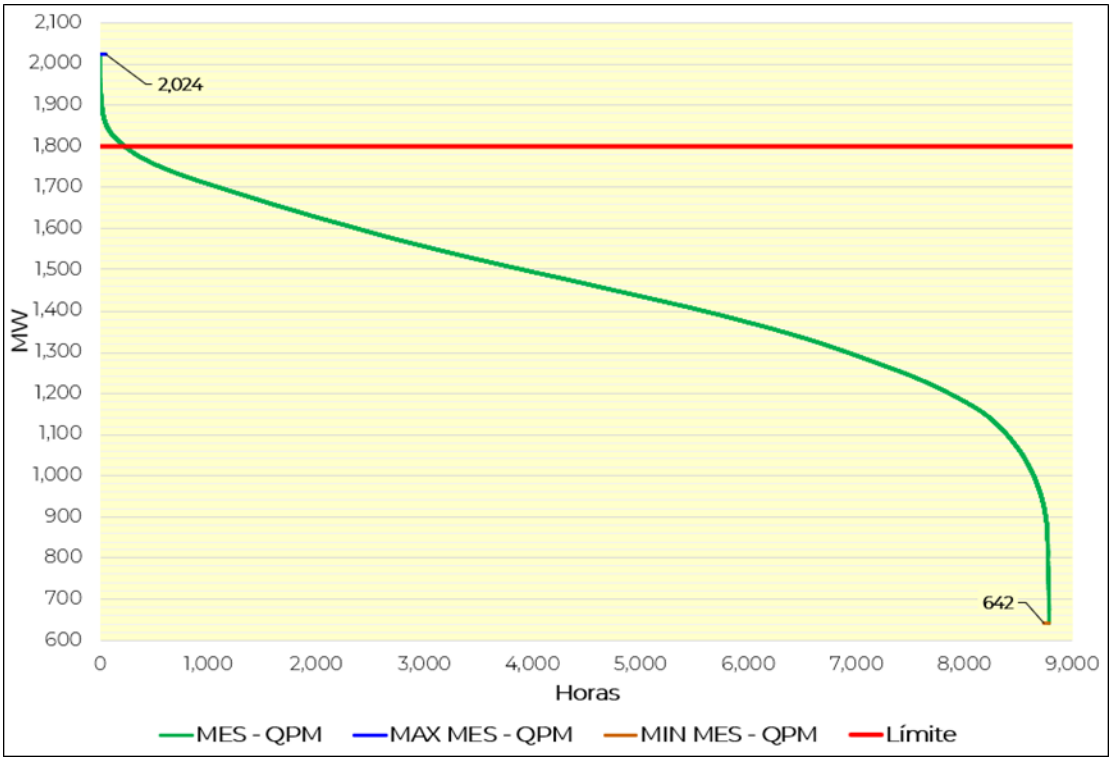
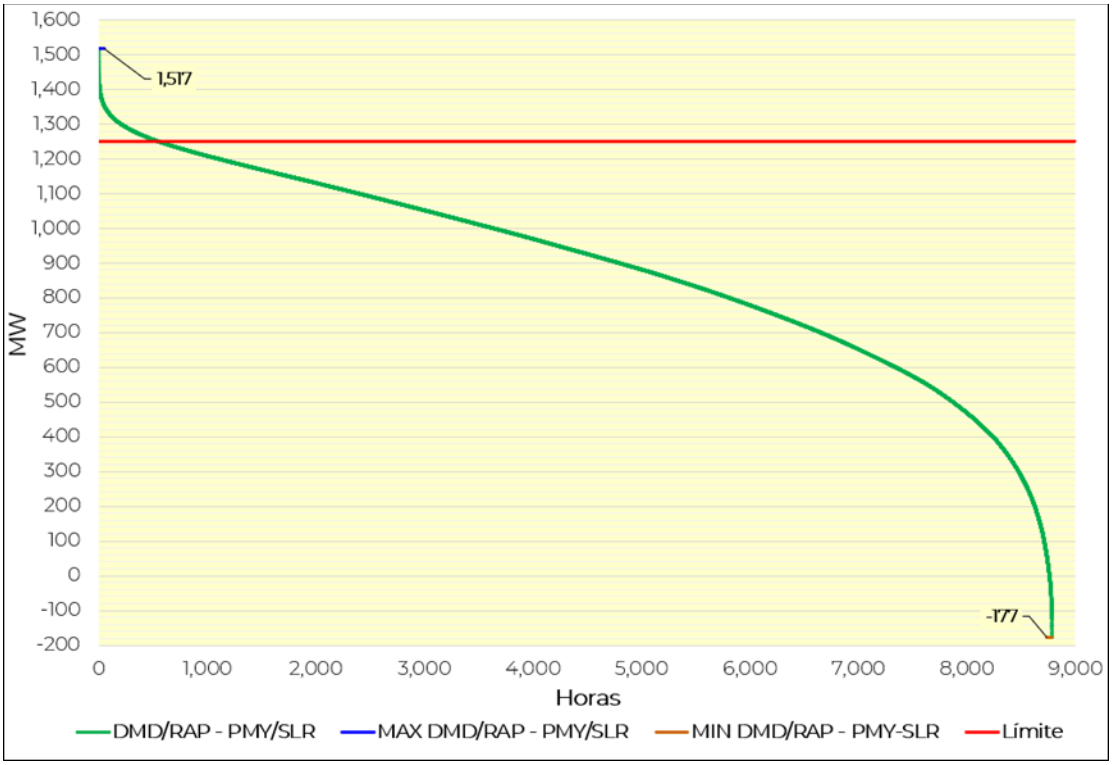


Figura 8.7.2. Flujo histórico del periodo del 1 de junio de 2019 al 1 de junio de 2020, desde la zona Saltillo – Aguascalientes.



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 las SE de 400/115 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, tanto en condiciones de red completa como ante las contingencias más severas. Sin embargo, los mismos factores que hacen a esta red muy robusta en términos de flexibilidad operativa, también hacen que el nivel de cortocircuito de un gran número de SE de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos.

Lo anterior representa un potencial factor de riesgo para la Confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico y, en general, del sistema eléctrico de la región; comprometiendo el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que puede generar afectaciones a la transferencia de energía, interrupciones en el suministro de energía 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 por ayudar estos al suministro de la demanda infiriendo directamente con la cargabilidad de los elementos de transformación de la Zona.

2.- Limitar la sincronización de las Unidades de Generación ya existentes en la ZMM, con lo cual se vería afectada la disponibilidad de contar con Unidades para condiciones de emergencia en caso de disturbios tanto dentro o fuera de la zona, así como para la incorporación en demanda punta por apoyo a Centrales Eléctricas renovables.

3.- Limitar la ampliación de la red en la ZMM, con incorporaciones de elementos que se enlazan de Zonas adyacentes.

4.- Se cuenta con SE encapsuladas SF6 por lo cual el daño de un interruptor por una insuficiente extinción de la falla provocaría la indisponibilidad desde el Bus donde se encuentra conectado hasta la SE completa; todo lo anterior en base a la severidad del daño. En consecuencia, una mala operación de segregación de falla por la operación incorrecta de un interruptor puede ampliar la severidad de la falla inicial, propiciando colapsos en la red parciales o totales.

5.- Derivado de los NCC altos, 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 los bajos voltajes presentados.

6.- Los usuarios en Media y Alta tensión de la ZMM, no cuentan con las capacidades interruptivas de sus equipos de desconexión instalados actualmente, por lo cual en caso de fallas internas cercanas a sus puntos de conexión provocarían daños en sus equipos con lo cual se estaría provocando una afectación prolongada al suministro del Centro de Carga involucrado. Cabe recalcar que la fecha estimada de inicio era para el mes de mayo de 2021, la fecha de término que plantea la SENER es en el mes de abril de 2024 y CFE reporta una fecha factible de término en septiembre de 2024.

En cuanto al suministro de la demanda, se tiene instruido el proyecto P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2, el cual no sufre modificaciones en su fecha de entrada en operación (febrero de 2024) por lo que no se ven 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 de la SE Regiomontano – Ladrillera y tres bancos de capacitores en 115 kV. De acuerdo con las nuevas fechas que envía CFE transmisión, estas obras estarían en operación a partir de junio de 2024, lo que implica un diferimiento de poco más de un año con respecto a lo considerado originalmente. El comportamiento del voltaje en las SE de la zona de influencia de este proyecto alcanza niveles fuera del límite mínimo de operación (109.25 kV) en la red de 115 kV, resultando la SE Montemorelos con mayor afectación, la cual operó 842.1 horas por debajo del límite mínimo, ofreciendo baja Calidad de suministro a las cargas alimentada por dicha SE.

Otra problemática que se presenta es la poca Confiabilidad existente en la zona, por la operación de forma radial de la mayoría de las cargas, lo cual conlleva a que ante contingencias N-1 existan afectaciones de carga significantes. 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 100 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 este, ya sea por falla o mantenimiento de emergencia en la red eléctrica de la zona, siendo los más relevantes el bus de 115 kV y el transformador 400/115 kV de la SE Lajas.

Al salir de servicio el bus 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 dar el suministro de energía con un voltaje dentro de los rangos de operación establecidos en el Código de Red. La capacidad instalada del sistema de bombeo es de 7.5 MW

por SE 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 energía no suministrada de 525.6 MWh en promedio. De igual manera se complica 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 la SE Tecnológico y SE Güémez.

En caso de no existir obras de refuerzo en la zona, las problemáticas aquí descritas seguirán agravándose, deteriorando la Calidad y Confiabilidad del servicio a los usuarios.

Impacto en la GCR Peninsular

Zonas Campeche y Carmen

- **Puerto Real Bancos 1 y 2**

El proyecto "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 septiembre de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de las Zonas Campeche y Carmen.

Los bancos de transformación 230/115 kV con capacidad de 100 MVA en la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS) suministran la totalidad de la demanda de la Zona Carmen y parcialmente la demanda de la Zona Campeche. El flujo por estos transformadores es directamente proporcional a la transferencia de potencia en el enlace Sureste – Escárcega y también al despacho de la Central Eléctrica Campeche.

Actualmente, ante altos flujos de transmisión Sureste – Escárcega y el despacho de la Central Eléctrica Campeche produce que los bancos de transformación operen al 100 % de su capacidad con red completa, por lo cual es necesario el despacho de generación turbogás en Carmen.

Adicionalmente, el enlace Sabancuy – Carmen, formado por dos LT entre dichas SE en 115 kV, es la única fuente de suministro de Ciudad del Carmen en donde se tiene un límite de transmisión de 115 MW definido por estabilidad de voltaje. En esta zona se cuenta con dos unidades turbogás con capacidad de 16 MW y 17 MW.

En 2023, se espera una demanda de la Zona Carmen de 134 MW y de la Zona Campeche de 242 MW, por lo cual, sin el despacho de generación turbogás en Carmen se presentarían sobrecargas en 40 horas, con valores máximos de 13 % y 10 % para cada banco de transformación de la SE Escárcega Potencia, respectivamente.

También, la demanda de Ciudad del Carmen superará en 315 horas la capacidad de transmisión del enlace Sabancuy – Carmen, por lo que forzosamente se necesitará del despacho de generación turbogás en este periodo de tiempo.

En las figuras 8.8.1 y 8.8.2 se muestran las curvas de duración de la demanda de la Zona Carmen y de flujo por los bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia, en donde se observa que, en las 40 horas de mayor demanda, se tiene una mayor congestión en los bancos de transformación, mientras que de la hora 40 a la 315 la congestión es definida por el enlace Sabancuy – Carmen. Cabe mencionar que, en la condición de demanda máxima, los bancos de transformación operarían al 100 % y 97 % aún con el despacho de los 33 MW de generación turbogás, es decir que ante indisponibilidad de generación se tendrían sobrecargas con red completa. Además, en aproximadamente 7,400 horas se operará con Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) esperando la falla del banco paralelo.

En el cuadro 8.8.1 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los bancos de

transformación en la SE Escárcega Potencia considerando el despacho de 33 MW de generación turbogás en Carmen. Se puede observar que la falla del banco paralelo produce sobrecargas de 75 % en el banco de transformación que se mantiene en servicio. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 120 MW de demanda en Ciudad del Carmen, es decir el 90 % de la demanda de la zona.

Figura 8.8.1. Curva de duración de la demanda de la Zona Carmen en 2023

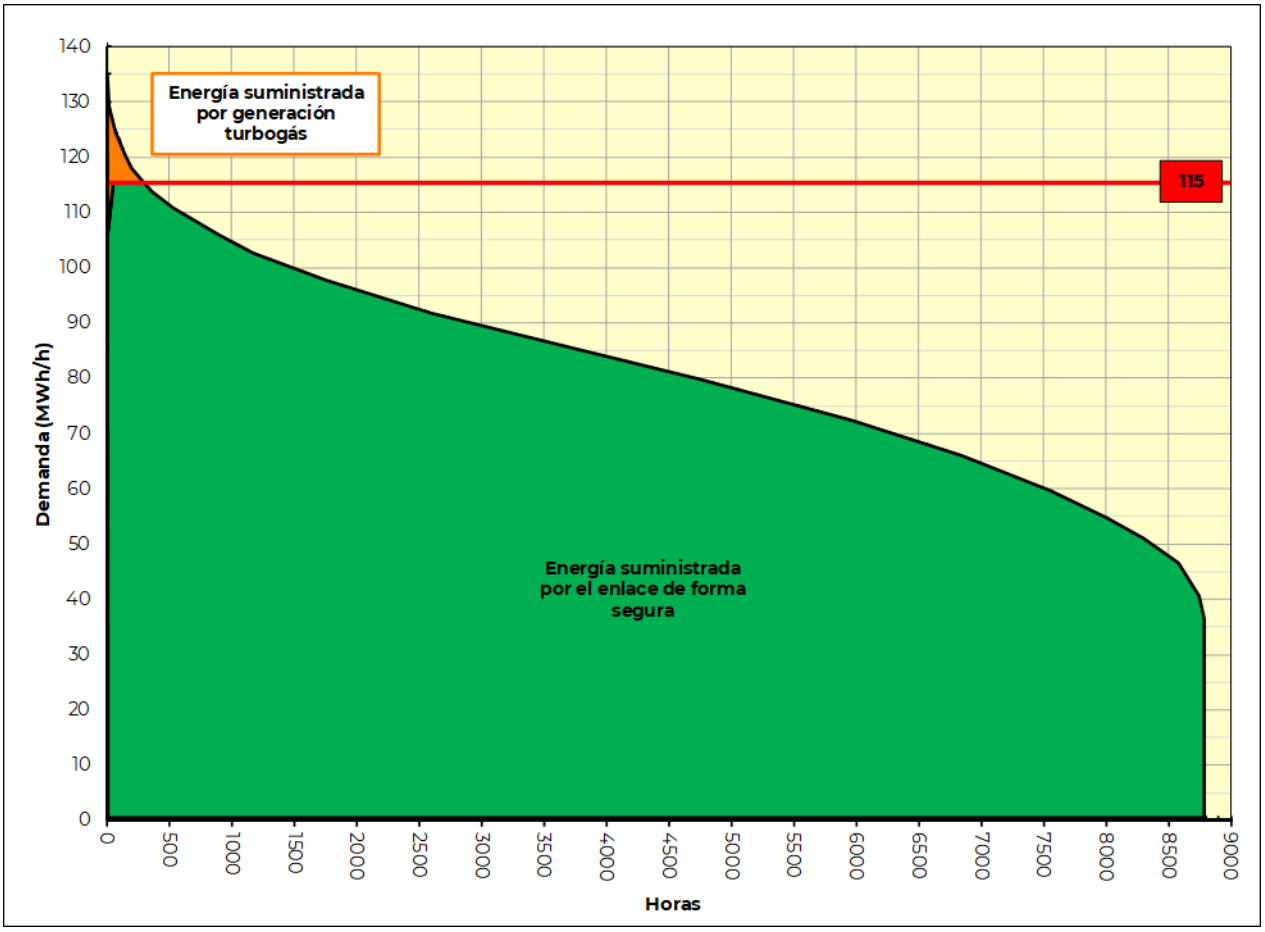
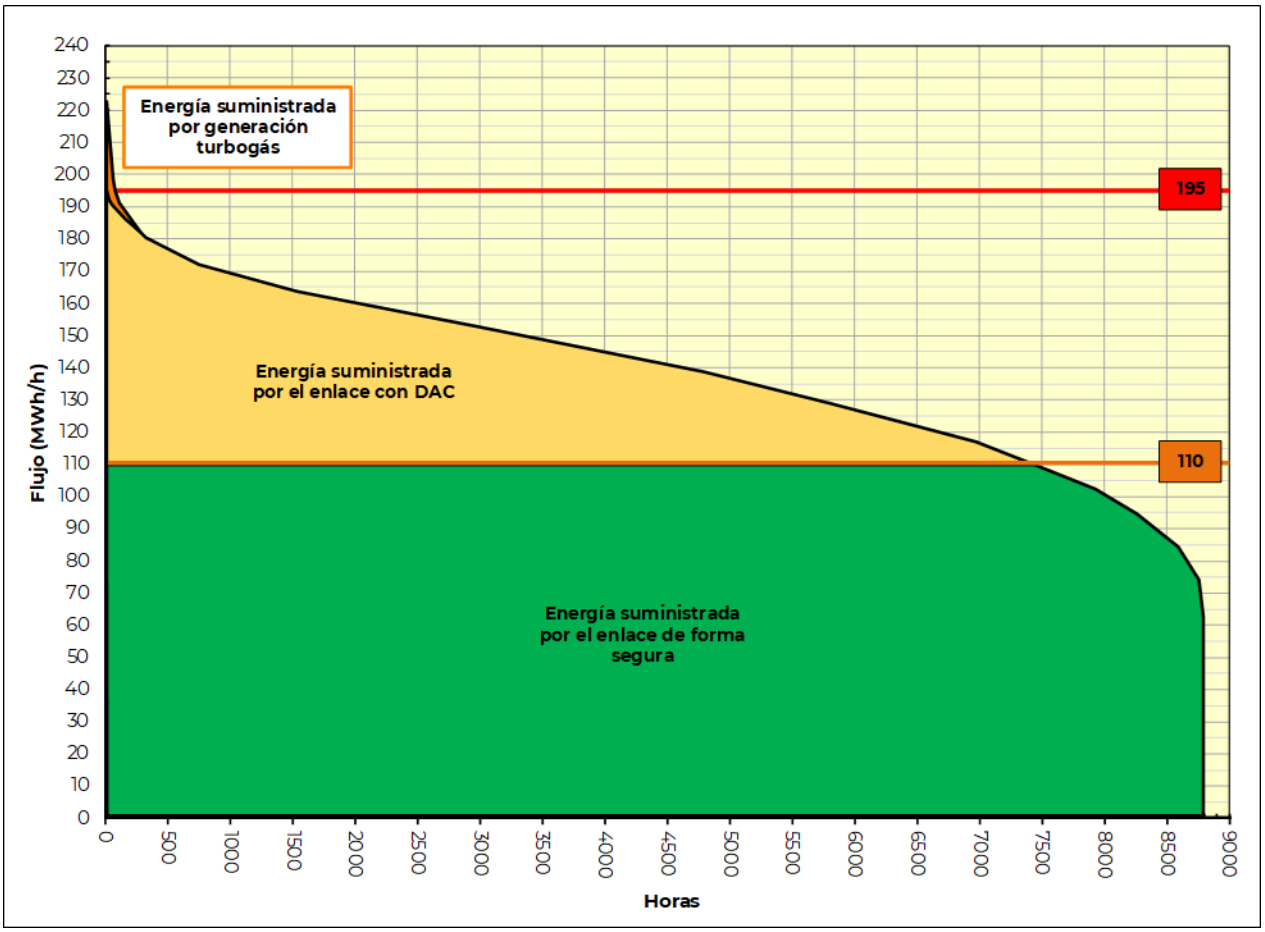


Figura 8.8.2. Curva de duración de flujo de los bancos de transformación en SE Escárcega Potencia en 2023



Cuadro 8.8.1. Sobrecarga de bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia en 2023 despachando 33 MW de generación turbogás en Carmen

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Escárcega Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	97.1	Caso sin contingencia
	173.9	Salida de Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	117.8	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)
	113.4	Salida de LT Lerma -93010- Escárcega Potencia - 230 kV
	107.4	Salida de LT Escárcega Potencia -93100- Xul-Ha - 230 kV
Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	99.7	Caso sin contingencia
	175.2	Salida de Escárcega Potencia -AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	121.0	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)
	116.5	Salida de LT Lerma -93010- Escárcega Potencia - 230 kV
	110.3	Salida de LT Escárcega Potencia -93100- Xul-Ha - 230 kV

Zona Mérida

- **Chichí Suárez Banco 1**

El proyecto "Chichí Suárez Banco 1" fue propuesto desde el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016 y reinstruido en 2017 a CFE con una fecha de entrada en operación de 2020. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta julio de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la Zona Mérida.

La demanda de energía eléctrica de la Zona Mérida es suministrada en aproximadamente un 80 % por los bancos de transformación 230/115 kV de las SE Norte (225 MVA), Caucel Potencia (225 MVA) y Kanasín Potencia (2x100 MVA). Este enlace, conocido como Mérida Autotransformadores (MDA-ATS) y tiene una capacidad de 600 MW debido a que los bancos de transformación no se cargan de forma uniforme.

Actualmente, ante indisponibilidad de la generación térmica convencional a base de combustóleo (168 MW) y turbogás a base de diésel (30 MW) instalada en la SE Mérida II en 115 kV, durante la condición de verano se opera con flujos superiores al 90 % en el enlace, alcanzando el 95 % de su capacidad en 2019.

En 2023, se espera una demanda de la Zona Mérida de 840 MW, por lo cual, sin el despacho de generación térmica a base de combustóleo se presentarían sobrecargas en los bancos de transformación en 120 horas, con valores máximos de 12 % en Norte, 10 % en Caucel Potencia y 5 % y 1 % Kanasín Potencia, respectivamente.

Por tanto, en este periodo de tiempo se requerirá de esta generación como "must-run" para evitar la sobrecarga de la transformación. El resto del año podrá ser despachada en función de la disponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán y de los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.

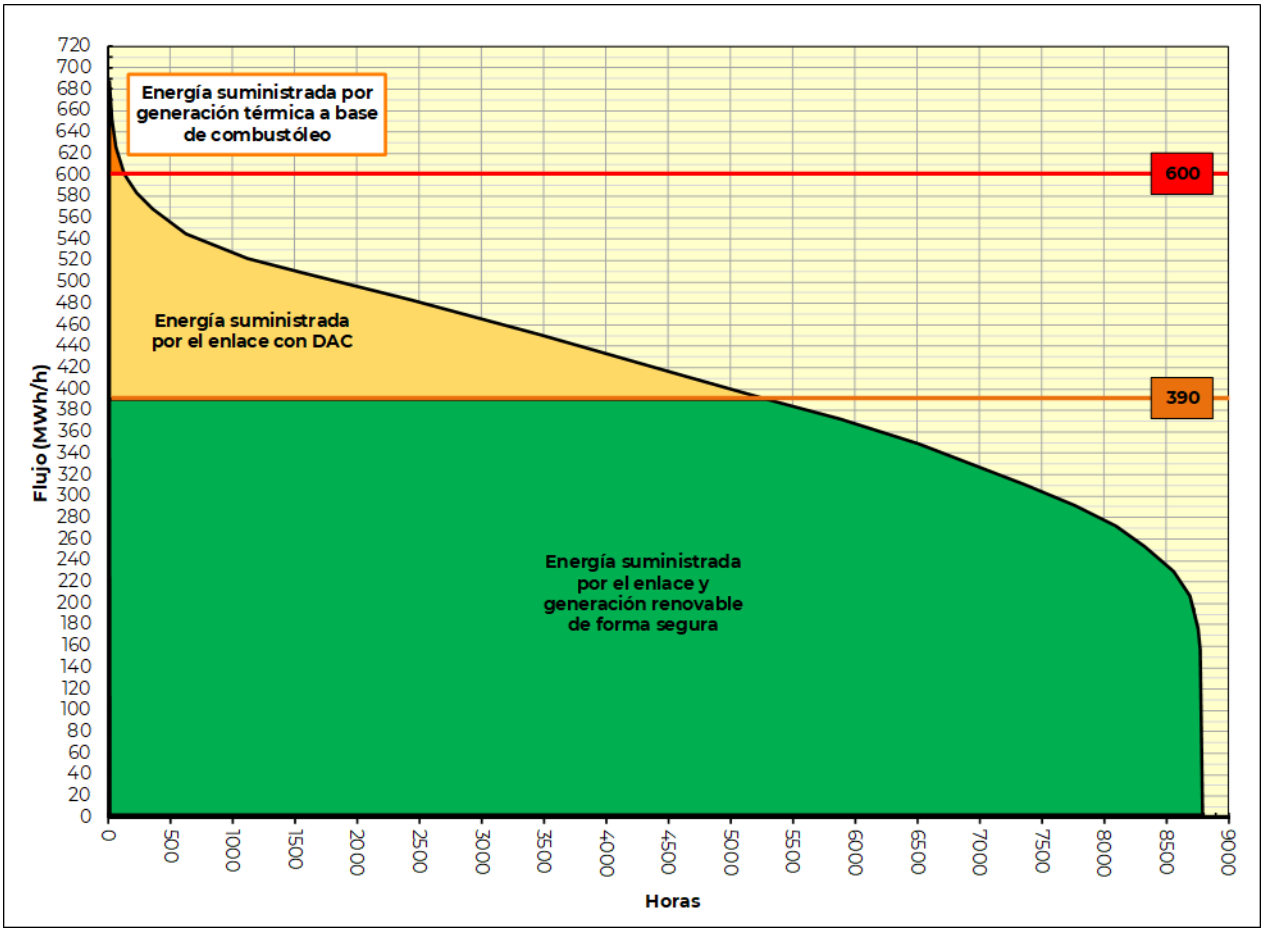
En la figura 8.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS, en donde se observa, como ya se mencionó anteriormente, la necesidad de despachar generación térmica en al menos 120 horas del año para evitar la sobrecarga de los bancos de transformación. Cabe mencionar que, en la condición de demanda máxima, considerando el despacho de 150 MW de generación térmica, los bancos de transformación operarían al 99 % en Norte, 90 % en Caucel Potencia y 88 % y 86 % en Kanasín Potencia, respectivamente. Asimismo, en caso de falla o mantenimiento no programado de una de las unidades térmicas, el despacho de 84 MW de la unidad térmica restante y la turbogás de 30 MW no serían suficientes para evitar la sobrecarga en red completa de los bancos de transformación.

Además, en aproximadamente 5,300 horas se operará con Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) esperando la falla del banco en la SE Caucel Potencia.

En el cuadro 8.8.2 se presenta un análisis de contingencias para identificar la sobrecarga de los bancos de transformación del enlace MDA-ATS considerando el despacho de 150 MW de generación térmica de la Central

Eléctrica Mérida II. Se puede observar que la falla de cualquier banco produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 50 %, en el banco de transformación de la SE Norte. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 275 MW de carga en la Zona Mérida, es decir el 33 % de la demanda.

Figura 8.8.3. Curva de duración de flujo del enlace Mérida Autotransformadores en 2023



Cuadro 8.8.2. Sobrecarga de bancos de transformación de la Zona Mérida en 2023 despachando 150 MW de la Central Térmica Mérida II

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)	89.9	Caso sin contingencia
	145.3	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	99.3	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
	98.8	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	85.6	Caso sin contingencia
	123.8	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	118.3	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	116.8	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)	88.4	Caso sin contingencia
	127.9	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	122.3	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	119.3	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)	99.1	Caso sin contingencia
	150.2	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	109.1	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
	108.7	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)

Isla Cozumel

- **Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II**

El proyecto "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.

Sin embargo, el proyecto quedó detenido debido a que se argumentó hacia el CENACE que no se tenía la suficiente evidencia para sustentar que los cables submarinos existentes en 34.5 kV cumplirían su vida útil antes de 2024 ya que entraron en operación en 1999.

Por tanto, el proyecto quedó pausado y fue hasta 2018 que SENER reinstruyó el proyecto a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en enero de 2023.

El día 8 de agosto de 2019 CFE Distribución notifico a CENACE que derivado de las tres fallas de los cables submarinos de 34.5 kV en 2019, causadas por exceso de calentamiento debido a tensiones inducidas a la pantalla metálica del cable, se degradó el aislamiento. En consecuencia, se solicitó al Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) que evaluara la capacidad de conducción de los cables submarinos. El resultado de la prueba fue que cada cable submarino

puede transmitir 15.4 MW en operación normal y 18.4 MW en operación de emergencia en un tiempo máximo de 100 horas al año.

En consecuencia, el límite de transmisión Playa del Carmen – Cozumel, que se consideraba de 48 MW con red completa debido a problemas de estabilidad de voltaje en la red de 34.5 kV en la Isla de Cozumel, se reducía a 30.8 MW y los límites ante contingencia de uno de los cables se disminuía de 27 MW a 15.4 MW.

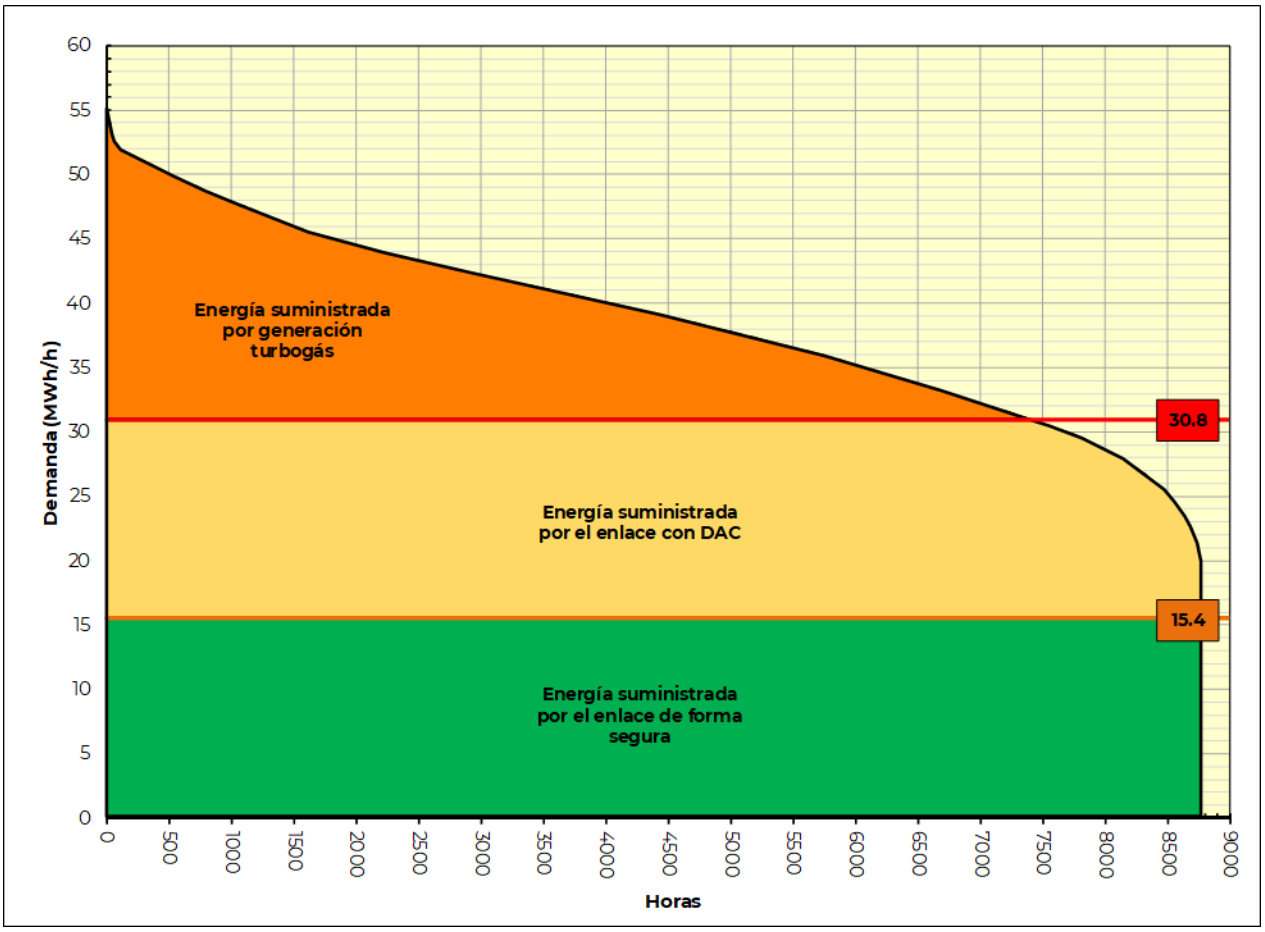
Lo anterior, tiene una repercusión significativa para la Confiabilidad del suministro de la demanda de la Isla Cozumel, así como un importante incremento en los costos de producción ya que se tendrá que despachar generación turbogás la mayor parte del año para evitar la sobrecarga de los cables existentes; impactando al Mercado Eléctrico Mayorista.

En la figura 8.8.4 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel en 2023, sin proyecto, en donde se observa que el 100 % del año se dependerá de la activación del Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) debido a que la demanda mínima de la Isla será aproximadamente de 20 MW.

También, en 7,450 horas de ese año se requerirá del despacho de al menos una unidad turbogás de Chankanaab para evitar la sobrecarga de los cables submarinos y en la condición de demanda máxima se requerirá de un despacho de al menos 24 MW de generación turbogás.

Por tanto, ante indisponibilidad de uno de los cables submarinos por falla o mantenimiento no programado se correría el riesgo de interrumpir el suministro de la demanda de al menos 15.4 MW que representa el 28 % de la carga, pudiendo ser montos mayores, alrededor de 40 MW, en caso de que en el evento transitorio se desconectaran las unidades turbogás.

Figura 8.8.4. 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**

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 "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 2023; el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta octubre de 2027 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

Las Zonas Cancún y Riviera Maya conforman la Zona de Operación de Transmisión Cancún (ZOTCNC) y son alimentadas mediante el enlace Valladolid – Cancún, que consta de dos circuitos en 400 kV que unen a las SE Dzitnup y Riviera Maya, dos circuitos en 230 kV entre las SE Valladolid y Nizuc/Balam y tres circuitos en 115 kV entre las SE Tizimín – Popolnáh,

Valladolid – Chemax y Valladolid – Tulum. Actualmente, el límite máximo de transmisión Valladolid – Cancún está determinado por estabilidad de voltaje en la zona Cancún y tiene un valor de 825 MW. Adicionalmente, en esa zona se tiene una capacidad instalada de 213 MW de Centrales Eléctricas con generación turbogás de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab.

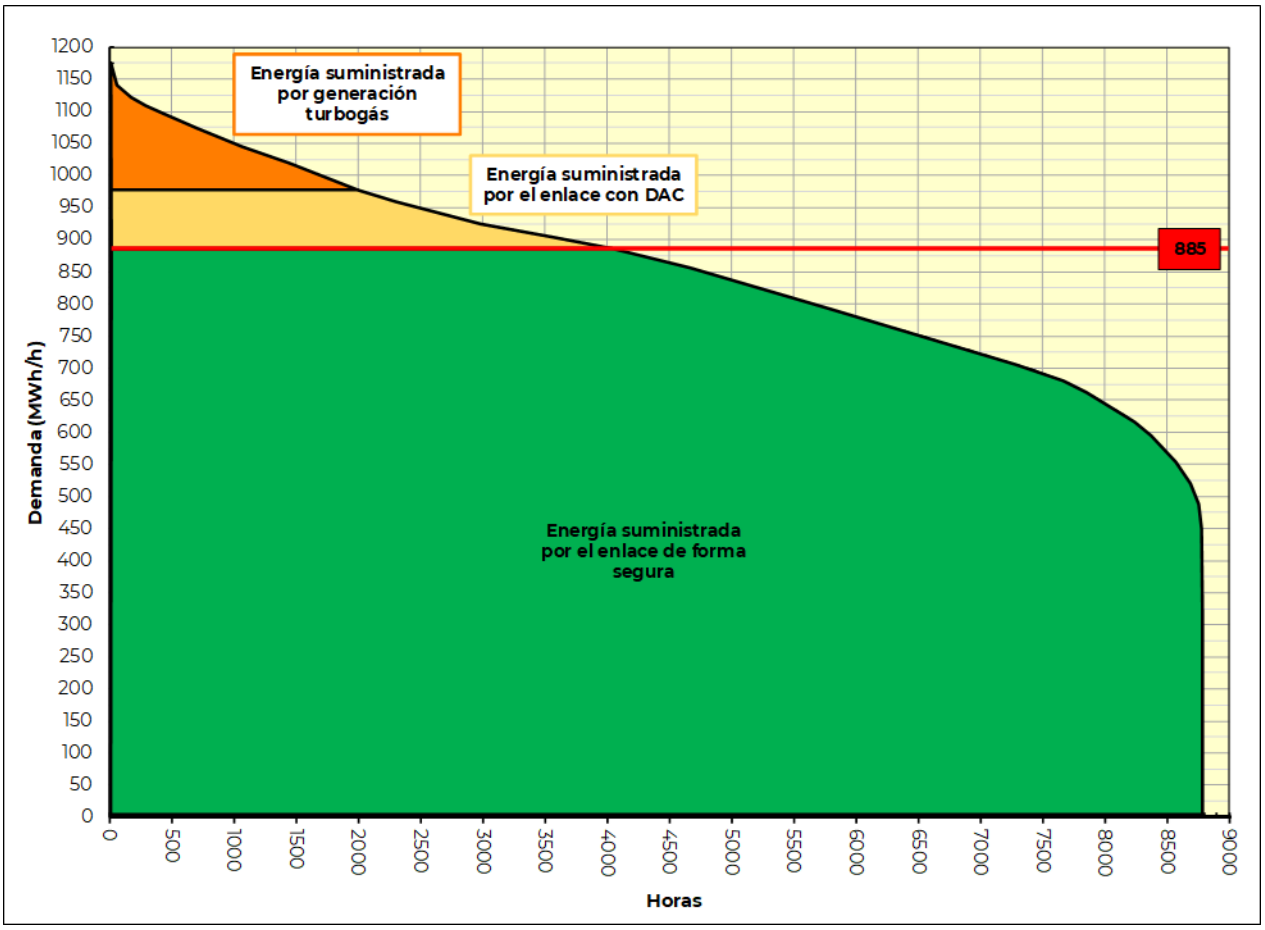
Con la entrada del proyecto "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II" en 2024 y el despacho de todas las unidades turbogás se podrá aumentar la capacidad de transmisión a aproximadamente 885 MW. No obstante, la demanda pronosticada ese año es de 1,166 MW para las Zonas Cancún y Riviera Maya. Es decir, se tendría un déficit de 280 MW en donde 200 MW serían cubiertos por la generación turbogás y 80 MW estarían en riesgo de ser interrumpidos al aplicar el DAC ante cualquier contingencia de las LT de 400 kV y 230 kV del enlace Valladolid – Cancún.

Adicionalmente, al diferirse el proyecto instruido, se tendrán problemáticas de suministro en el corredor turístico Playa del Carmen – Tulum ya que la capacidad máxima de suministro en red completa es de 77 MW, cuando la demanda pronosticada es de 87 MW, en 2024. Por lo cual, ante la contingencia de la LT Playa del Carmen – Aktun-Chen se podrían interrumpir un máximo de 34 MW, que representa el 40 % de la demanda, para evitar el colapso de las SE del corredor y no operar con voltajes inferiores a 0.95 pu.

En la figura 8.8.5 se muestra la curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya de 2024, en donde se observa que en aproximadamente 4 mil horas se estará operando con el Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) activado. También, en 2 mil horas de ese año se requerirá del despacho de al menos una unidad turbogás y en la condición de demanda máxima se requerirá que estén sincronizadas todas las unidades turbogás para evitar la interrupción del suministro.

Ante indisponibilidad de cualquier unidad por falla o mantenimiento se tendrá que hacer un corte de carga del mismo monto de la capacidad de la unidad; por ejemplo, si la Unidad 1 de Nizuc, de 44 MW de capacidad, está fuera de servicio se tendría que hacer un corte de carga de la misma magnitud.

Figura 8.8.5. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024



En el cuadro 8.8.3 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya despachando 200 MW de generación turbogás en el escenario de demanda máxima de estas dos zonas. Se puede observar que los bancos de la SE Playa del Carmen operarían en condición de red completa al 85 y 80 % de su capacidad con red completa aun despachando 48 MW de generación en Chankanaab y ante contingencia de los elementos mostrados podrían alcanzar valores de carga superiores al 130 %; involucrando un corte máximo de carga de 115 MW en la Zona Riviera Maya en este escenario de demanda para no operar con sobrecarga.

En el cuadro 8.8.4 se presentan las problemáticas de bajo voltaje en las SE del corredor Playa del Carmen – Tulum en donde se tendrían voltajes inferiores a 0.95 pu ante la contingencia de las LT Valladolid – Balam en 230 kV y Valladolid – Tulum en 115 kV, así como el colapso ante las contingencias de las LT Playa del Carmen – Aktun-Chen – Akumal II en 115 kV.

Finalmente, el cuadro 8.8.5 presenta la aportación de potencia reactiva capacitiva al sistema del Compensador Estático de VAr instalado en la SE Nizuc ante diversas contingencias. La falla de la LT Valladolid – Balam haría que este elemento opere a su capacidad nominal.

Cuadro 8.8.3. Sobrecarga de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	64.3	Caso sin contingencia
	109.5	Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	61.0	Caso sin contingencia
	107.9	Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)	67.1	Caso sin contingencia
	99.4	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)	68.2	Caso sin contingencia
	101.1	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	85.1	Caso sin contingencia
	139.2	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	134.9	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)
	106.6	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
	105.0	Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV
	104.4	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV
	102.6	Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	80.1	Caso sin contingencia
	131.8	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	131.1	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	100.4	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	49.8	Caso sin contingencia
	101.9	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	58.2	Caso sin contingencia
	98.4	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

Cuadro 8.8.4. Bajos voltajes en la Zona Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	0.97	111.8	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen y Akumal II-73R50-Aktun-Chen - 115 kV*
	0.95	109.0	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV
	0.95	109.0	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Tulum (115 kV)	0.97	111.7	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen y Akumal II-73R50-Aktun-Chen - 115 kV*
	0.94	107.8	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV
	0.95	108.8	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Aktun-Chen (115 kV)	0.98	112.4	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen*

* Ante estas contingencias no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las tres SE

Cuadro 8.8.5. Saturación del Compensador Estático de VAr de Nizuc en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás

Compensador Estático de VAr	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	60.2	60.2	Caso sin contingencia
		94.4	94.4	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
		88.5	88.5	Salida de LT Valladolid-93070-Nizuc - 230 kV
		86.5	86.5	Salida de LT Riviera Maya-A3Q60-Dzitnup - 400 kV
		86.5	86.5	Salida de LT Riviera Maya-A3Q70-Dzitnup - 400 kV
		82.6	82.6	Salida de Riviera Maya -T2 - 400/115 kV (375 MVA)

Impacto en el Sistema Interconectado Baja California

Zona Tijuana-Tecate

La principal problemática que se presenta en la ciudad de Tijuana es que la capacidad de transformación resulta insuficiente para atender el suministro de la demanda en el escenario con red completa debido a la saturación de los Bancos de Transformación 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 cargabilidades de más del 150% en bancos de transformación instalados en la zona, lo que implica acciones de seccionamiento en la red de 69 kV e implementación de esquemas automáticos de corte de carga, que cortarían alrededor de 70 MW en la actualidad incrementando este valor año tras año debido al crecimiento de demanda en la zona.

Adicionalmente, se presentan sobrecargas en LT en la red de 69 kV, afectando de igual forma con cortes de carga para eliminar la saturación en los enlaces y mantener las capacidades de transmisión dentro de límites operativos.

Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en los ejercicios de los PAMRNT recientes se han propuesto proyectos para mantener la Confiabilidad de la red eléctrica.

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 2023.

El proyecto de compensación **"México MVAr y Río MVAr"** fueron propuestos desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidos 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 entrará en operación en abril de 2023.

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 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2022 para el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 y para abril de 2021 para los proyectos de LT.

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 los proyectos de transmisión y transformación entraran en operación hasta agosto de 2023 lo cual 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.

Cuadro 8.9.1. Obras instruidas de la Zona Tijuana – Tecate

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
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

Zona Ensenada

Debido a la topología radial que tiene la infraestructura eléctrica de la zona Ensenada resulta complejo mantener el voltaje en las SE más alejadas a la ciudad de Ensenada, como son San Felipe, San Simón y San Quintín, ya que ante la contingencia de LT en 115 kV entre las SE Ciprés, Maneadero, San Vicente y Cañón se requiere de cortes de cargas de gran magnitud con la finalidad de mantener el voltaje de operación dentro de los límites permitidos en las SE al sur de la zona Ensenada, se realizan acciones remediales que involucra la afectación de carga de las SE mencionadas.

Para dar solución a las problemáticas anteriormente descritas se han propuesto proyectos de obra, en los procesos de PAMRNT recientes con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la red eléctrica en la zona Ensenada.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos y que se encuentran ya instruidos por la SENER hasta el año 2023. Ver Cuadro 8.9.2.

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 abril de 2023.

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"** entrará en operación hasta febrero de 2024, mientras que el proyecto **"Maneadero entronque Ciprés – Cañón"** estima su entrada en operación en junio de 2023.

Cuadro 8.9.2. Obras instruidas de la Zona Ensenada

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
San Simón MVAr	Ensenada/Baja California	2015
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	Ensenada/Baja California	2017
El Arrajal Banco 1	Ensenada/Baja California	2017

Zona Mexicali y San Luis Río Colorado

La zona Mexicali presenta alto déficit de generación de potencia reactiva lo que implica el degradamiento en el nivel de tensión de la mayoría de las SE ubicadas al oriente de la ciudad de Mexicali, 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 producen la operación de esquemas de bajo voltaje afectando la Calidad y Confiabilidad del suministro a los usuarios finales.

Adicionalmente, se presenta la problemática de saturación en bancos de transformación con relación de transformación 230/161 kV, ante contingencia de elementos de transformación, la problemática es solventada con seccionamiento de red. Sin embargo, se prevé que, con el crecimiento de carga a futuro, esas acciones sean insuficientes y se requiera implementar disparos automáticos de carga adicional para solventar la sobrecarga en bancos de transformación.

El déficit en la capacidad de generación en Mexicali se ha corregido con la compra de energía a Estados Unidos de América y un protocolo correctivo con el cual se adicionan unidades de generación de Baja California a los cuales se les compra la energía requerida para el periodo de verano, así ha sido posible satisfacer los requerimientos de energía eléctrica, sin embargo, en los próximos años se requerirá de mayores montos de generación, lo que pondría en riesgo 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.

El intercambio de energía eléctrica con Estados Unidos de América se logra a través de un enlace de interconexión, el cual tiene establecida con capacidad máxima de intercambio de 408 MW y que recientemente se incrementó a 600 MW. En el escenario de verano donde ocurre la demanda máxima de la zona Mexicali y San Luis Río Colorado se presenta la condición de máxima capacidad del enlace, lo que implica una operación con alto riesgo, ya que al perder el enlace se tendrán que cortar alrededor de 600 MW para mantener el sistema en sincronismo, por tanto, el tener la dependencia a la importación de energía eléctrica de Estados Unidos de América resulta en un alto riesgo de no satisfacer la demanda eléctrica de la región. Los riesgos van, desde no poder tener intercambio de energía eléctrica en el mercado de California, el cual también presenta un déficit de generación interna, hasta tener cortes de carga considerables para mantener el sistema eléctrico en sincronismo.

Por lo anterior, se requiere de proyectos de generación de energía eléctrica al interior de la región Valle del Sistema Baja California que, permitan reducir el déficit de generación, se tendría un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alterno a los existentes, se aportarían localmente las necesidades de potencia reactiva y será posible disminuir la importación de energía eléctrica de los sistemas vecinos, los cuales, han tendido problemas de suficiencia de generación para satisfacer sus propios requerimientos.

Otra problemática que se presenta es la dependencia del Compensador Estático de Var (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 una situación de riesgo de pérdida de carga de 200 MW ante la indisponibilidad o en escenarios ante contingencia del equipo de compensación, por lo que se requiere de compensación adicional.

Esta problemática se solventará con los proyectos de compensación capacitiva que actualmente se encuentran en proceso de construcción y que junto a los proyectos instruidos en el Sistema Eléctrico de Baja California proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La zona san Luis Río Colorado no cuenta con unidades de generación de energía eléctrica dentro de su zona, por tanto, para atender el suministro de energía eléctrica requiere de la importación de energía desde zona Mexicali, este intercambio de energía se realiza a través de dos LT en 230 kV provenientes de la SE Cerro Prieto Dos y dos LT 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 los voltajes de las SE de la zona al presentar magnitudes de voltaje fuera del rango de operación permitido, tanto en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla. Esta problemática se agrava ya que, ante la contingencia sencilla donde el disparo de la LT Cerro Prieto Dos – 93470 – Chapultepec, la SE Chapultepec queda conectada en forma radial provocando un abatimiento de voltaje 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 recientes 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 hasta el año 2023.

El proyecto de compensación “Packard MVAr” y “Parque Industrial San Luis MVAr” fueron propuestos desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidos 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 abril de 2023.

El proyecto **"Chapultepec entronque Cerro Prieto Dos – San Luis Rey"** fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 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 2023.

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 de 2021. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de mayo de 2022 para este proyecto.

Cuadro 8.9.3. Obras instruidas de la Zona Mexicali y San Luis Río Colorado

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
7Packard 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

Afectaciones:

A continuación, se presentan los análisis eléctricos de la infraestructura eléctrica del Sistema Interconectado Baja California, los cuadros mostrados contienen comparaciones en sobrecargas de LT y el comportamiento de los voltajes en las SE ante contingencias sencillas n-1 para el caso de verano 2023.

En el Cuadro 8.9.4 se observa que los Transformadores con relación de transformación 230/69 kV en las SE Tijuana I y Panamericana Potencia se encuentran sobrecargados desde el escenario con red completa, se aprecian valores mayores al 110% mientras que los dos transformadores de la SE Metrópoli Potencia se encuentran prácticamente al 100% de su capacidad con red completa.

Es decir, se tendrán saturados los elementos de transformación en las SE Tijuana I, Panamericana Potencia y Metrópoli Potencia.

Por lo anterior, no será posible atender el suministro de la demanda sin los proyectos de transformación a incorporar en la zona Tijuana, 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 bancos de transformación con relación de transformación 230/69 kV, estas características no se utilizan en el resto del país a excepción de una parte de Guadalajara.

El Cuadro 8.9.5 muestra las magnitudes de voltaje en las SE San Quintín y San Simón en el escenario con red completa, se aprecia que se encuentran operando fuera de sus límites permitidos, por lo

que se requiere de acciones remediales que involucra cortes de carga en ambas SE para mantener el perfil de voltaje dentro de los rangos de operación permisibles.

Cuadro 8.9.4. Elementos de Transformación sobrecargados en 2023 sin las obras instruidas

Contingencia	Elemento monitoreado	Flujo en elemento monitoreado			
		P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)
Caso sin contingencia	MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)	90.2	29.2	94.8	94.8
	MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)	92.7	30.0	97.4	97.4
	PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	109.0	33.1	113.9	113.9
	PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	107.7	23.1	110.1	110.1
	TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	106.4	31.2	110.9	110.9
	TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	106.4	21.1	108.5	108.5

Cuadro 8.9.5. Subestaciones Eléctricas con voltajes violados en 2023 sin obras instruidas

Contingencia	Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje en SE	
		p.u.	kV
Caso sin contingencia	SQN (115 kV)	0.903	103.83
	SMN (115 kV)	0.892	102.54

Si la situación en estado estable es crítica debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica de la GRCBC, ante contingencia sencilla n-1, la situación será aún más severa ya que se requerirán de cortes de cargas sustanciales en el Sistema Eléctrico de Baja California ante diferentes contingencias sencillas en los escenarios de verano principalmente.

El Cuadro 8.9.6 muestra la cargabilidad en LT en el caso de no contar con los proyectos instruidos en 2023 en el Sistema Baja California, se puede apreciar que algunas LT presentan sobrecarga desde el escenario con red completa y un número considerable de LT presentan sobrecargas ante distintas contingencias lo que tendrá como resultado la implementación de estrategias operativas que involucren cortes de carga en las áreas donde se presentan sobrecargas.

El Cuadro 8.9.7 muestra los Bancos de Transformación que presentarían sobrecargas en 2023 ante contingencias sencillas en el caso de no tener los proyectos instruidos en el Sistema Baja California. Se observa un número considerable de afectaciones en elementos de transformación ante eventos de pérdida de un circuito sencillo, adicionalmente se aprecian sobrecargas mayores al 120% de su capacidad máxima de transformación ante eventos de falla de bancos de transformación.

El Cuadro 8.9.8 muestra el voltaje en las SE en 2023 en la zona San Luis Río Colorado ante contingencias sencillas sin considerar las obras instruidas en el Sistema Baja California.

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 el voltaje disminuye hasta 0.91 pu, requiriendo cortes de carga para mantener el voltaje

dentro de los límites de operación permisibles.

Se observa una problemática severa de bajo voltajes con red completa en las SE San Simón, San Quintín y San Felipe, se observa que se presentaría colapso de voltaje al sur de la ciudad de Ensenada ante la pérdida de la LT Ciprés – Maneadero en 115 kV o ante la contingencia de la LT Ciprés – Cañón en 115 kV.
Con la entrada en operación de los proyectos instruidos en 2023 en el Sistema Eléctrico de Baja California, se eliminan la problemática de sobrecargas en equipos de transformación y la gran mayoría de las sobrecargas en elementos de transmisión ante contingencia sencillas. Asimismo, la problemática de voltaje se reduce considerablemente.

Por tanto, las obras instruidas son de vital importancia ya que sin ellas no se podrá asegurar la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del suministro de energía eléctrica.

Adicionalmente, se requiere de proyectos de generación en la región Valle de Baja California para eliminar el déficit en la capacidad de generación instalada debido a que la cancelación del proyecto de Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional dejó al Sistema Eléctrico de Baja California sin el aporte de energía eléctrica proveniente del SIN en los escenarios de mayor demanda, en el periodo de verano para la GCRBC.

Cuadro 8.9.6. Líneas de Trasmisión con sobrecargas en 2023 sin obras instruidas ante contingencias

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
		P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
WIS-93660-ROA - 230 kV	418	-330.5	1.0	330.5	79.1	Caso sin contingencia
		-437.0	8.0	437.1	104.6	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
WIS-93250-MXI - 230 kV	418	257.2	-20.5	258.0	61.7	Caso sin contingencia
		450.3	-16.7	450.6	107.8	Salida de LT WIS-93620-XCO - 230 kV
WIS-93670-SIS - 230 kV	418	-293.4	5.6	293.5	70.2	Caso sin contingencia
		-450.6	8.8	450.6	107.8	Salida de LT WIS-93660-ROA - 230 kV
CPD-93470-CHQ - 230 kV	239	164.0	48.6	171.0	71.5	Caso sin contingencia
		242.8	79.9	255.6	106.9	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
ROA-93690-SIS - 230 kV	319	253.1	18.0	253.7	79.5	Caso sin contingencia
		324.2	29.0	325.4	102.0	Salida de LT WIS-93660-ROA - 230 kV
		322.6	25.0	323.6	101.4	Salida de LT ROA-93180-SIS - 230 kV
		347.5	28.3	348.7	109.3	Salida de LT ROA-93710-SIS - 230 kV
ROA-93710-SIS - 230 kV	319	246.9	17.4	247.5	77.6	Caso sin contingencia
		342.3	27.8	343.4	107.6	Salida de LT ROA-93690-SIS - 230 kV
MXI-83140-PKD - 161 kV	223	169.2	14.9	169.9	76.2	Caso sin contingencia
		245.6	18.7	246.3	110.4	Salida de LT NZI-83210-SIS - 161 kV
NZI-83210-SIS - 161 kV	167	-126.3	-2.8	126.3	75.6	Caso sin contingencia
		-188.1	-6.2	188.2	112.7	Salida de LT MXI-83140-PKD - 161 kV
CIP-73180-KON - 115 kV	125	45.9	-0.4	45.9	36.7	Caso sin contingencia
		40.4	170.5	175.3	140.2	Salida de LT CIP-73110-MND - 115 kV
CIP-73110-MND - 115 kV	125	60.7	5.1	60.9	48.7	Caso sin contingencia
		110.7	75.9	134.2	107.4	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
CNA-63110-RUB - 69 kV	75	-63.4	-0.8	63.4	84.5	Caso sin contingencia
		-85.7	-1.3	85.7	114.2	Salida de LT GER-63570-CES - 69 kV
		-88.4	-2.1	88.4	117.9	Salida de LT CES-63570-RUB - 69 kV
GER-63570-CES - 69 kV	72	-50.5	-1.6	50.5	70.1	Caso sin contingencia
		-76.8	-1.1	76.8	106.7	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
CES-63570-RUB - 69 kV	72	-57.1	-5.3	57.4	79.7	Caso sin contingencia
		-84.0	-7.8	84.3	117.1	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
INA-63210-TJI - 69 kV	96	-58.3	-6.7	58.6	61.1	Caso sin contingencia
		-100.6	-12.7	101.4	105.6	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
TJI-63190-OPT - 69 kV	96	66.5	11.9	67.5	70.3	Caso sin contingencia
		103.6	18.8	105.3	109.7	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV

Cuadro 8.9.7. Elementos de Transformación sobrecargados en 2023 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 kV (100 MVA)	74.1	10.5	74.9	74.9	Caso sin contingencia
	112.6	18.7	114.2	114.2	Salida de CIP-AT70 - 230/115 kV (100 MVA)
	99.2	17.3	100.7	100.7	Salida de LOS-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)
CIP-AT70 - 230/115 kV (100 MVA)	66.4	9.4	67.0	67.0	Caso sin contingencia
	107.4	18.4	109.0	109.0	Salida de CIP-AT50 - 230/115 kV (100 MVA)
CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)	175.5	7.8	175.7	78.1	Caso sin contingencia
	216.1	10.1	216.3	96.1	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)
LOS-AT30 - 115/69 kV (20 MVA)	13.7	-1.3	13.7	68.7	Caso sin contingencia
	17.8	-2.8	18.0	90.1	Salida de LT PJZ-93460-JOV - 230 kV
MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)	90.2	29.2	94.8	94.8	Caso sin contingencia
	97.8	30.1	102.3	102.3	Salida de LT MEP-93580-HRA - 230 kV
	97.7	30.0	102.2	102.2	Salida de LT MEP-93560-TOY - 230 kV
	97.3	30.0	101.8	101.8	Salida de LT HRA-93610-TOY - 230 kV
	96.8	31.6	101.9	101.9	Salida de LT PAP-63130-DRA - 69 kV
	100.5	37.2	107.2	107.2	Salida de HRA-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
	128.5	46.7	136.8	136.8	Salida de MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)
	96.5	31.5	101.5	101.5	Salida de PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
	96.3	30.9	101.2	101.2	Salida de PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
	102.7	32.4	107.7	107.7	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
	98.9	32.3	104.1	104.1	Salida de TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
	98.9	31.5	103.8	103.8	Salida de TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
	99.5	34.1	105.2	105.2	Salida de TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)
MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)	92.7	30.0	97.4	97.4	Caso sin contingencia
	100.5	31.0	105.1	105.1	Salida de LT MEP-93580-HRA - 230 kV
	100.4	30.8	105.0	105.0	Salida de LT MEP-93560-TOY - 230 kV
	100.0	30.8	104.6	104.6	Salida de LT HRA-93610-TOY - 230 kV
	99.5	32.5	104.7	104.7	Salida de LT PAP-63130-DRA - 69 kV
	96.1	31.3	101.0	101.0	Salida de LT PAP-63460-HTR - 69 kV
	96.3	32.1	101.5	101.5	Salida de LT TJI-63BC0-ENA - 69 kV
	95.8	31.1	100.7	100.7	Salida de LT LMS-63460-HTR - 69 kV
	103.3	38.2	110.2	110.2	Salida de HRA-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
	130.6	47.3	138.9	138.9	Salida de MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)
	99.2	32.4	104.3	104.3	Salida de PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
	99.0	31.7	104.0	104.0	Salida de PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
	105.5	33.3	110.6	110.6	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
	101.7	33.2	107.0	107.0	Salida de TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
	101.6	32.3	106.7	106.7	Salida de TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
	102.2	35.1	108.1	108.1	Salida de TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)
PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	109.0	33.1	113.9	113.9	Caso sin contingencia
	163.9	48.5	171.0	171.0	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	107.7	23.1	110.1	110.1	Caso sin contingencia
	162.1	38.4	166.6	166.6	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)	196.7	26.1	198.4	88.2	Caso sin contingencia
	223.0	36.0	225.9	100.4	Salida de PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
	222.6	33.4	225.1	100.0	Salida de PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)	199.2	15.3	199.8	88.8	Caso sin contingencia
	241.5	22.3	242.5	107.8	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
	229.3	19.6	230.1	102.3	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
	245.2	20.5	246.1	109.4	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)
	298.2	30.0	299.7	133.2	Salida de SIS-AT40 - 230/161 kV (225 MVA)
SIS-AT40 - 230/161 kV (225 MVA)	199.2	15.3	199.8	88.8	Caso sin contingencia
	241.5	22.3	242.5	107.8	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
	229.3	19.6	230.1	102.3	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
	245.2	20.5	246.1	109.4	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)
	298.2	30.0	299.7	133.2	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)
TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	106.4	31.2	110.9	110.9	Caso sin contingencia
	156.3	47.3	163.3	163.3	Salida de TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	106.4	21.1	108.5	108.5	Caso sin contingencia
	155.9	42.1	161.5	161.5	Salida de TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)	84.6	29.0	89.4	89.4	Caso sin contingencia
	95.9	38.2	103.2	103.2	Salida de LT HRA-63750-FCO - 69 kV
	97.7	33.5	103.3	103.3	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)

Cuadro 8.9.8. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencias

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Chapultepec . (230 kV)	0.98	225.5	Caso sin contingencia
	0.91	209.7	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
San Luis Rey (230 kV)	0.98	225.1	Caso sin contingencia
	0.95	217.7	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
Victoria Potencia (230 kV)	0.98	225.1	Caso sin contingencia
	0.91	209.3	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
Libramiento (230 kV)	0.98	224.5	Caso sin contingencia
	0.94	215.9	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
Parque Industrial Dos (161 kV)	0.97	156.6	Caso sin contingencia
	0.94	150.9	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
Ruiz Cortines (161 kV)	0.97	156.5	Caso sin contingencia
	0.94	152.0	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
Hidalgo (161 kV)	0.97	156.2	Caso sin contingencia
	0.94	151.6	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
San Simón (115 kV)	0.89	102.5	Caso sin contingencia
	---	Colapso	Salida de LT CIP-731100-MND - 115 kV
San Quintín (115 kV)	0.90	103.8	Caso sin contingencia
	---	Colapso	Salida de LT CIP-731100-MND - 115 kV
San Felipe (115 kV)	0.97	111.5	Caso sin contingencia
	---	Colapso	Salida de LT KON-731100-CIP - 115 kV

Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur

La principal problemática que se presenta en el Sistema Interconectado de Baja California Sur está relacionado a la degradación de voltaje ante contingencia sencillas de LT.

Las SE Loreto en la zona Villa Constitución, Santiago en la zona Los Cabos, así como Camino Real, Bledales y Recreo 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 de Programas de Ampliación y Modernización (PAM) recientes con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la red eléctrica.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el Sistema Interconectado de Baja California Sur que se encuentran instruidos por la SENER hasta el año 2023. Ver Cuadro 8.10.1.

El proyecto de compensación "Santiago MVAr" y "Bledales MVAr" fueron propuestos desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidos por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017.

CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos de compensación entrarán en operación en abril de 2023.

El proyecto de compensación "Loreto MVAr", "Camino Real" y "Recreo MVAr" fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2021. CFE Transmisión estimó la fecha factible en diciembre de 2021 para el proyecto "Recreo MVAr" y en septiembre de 2023 para "Camino Real MVAr" y "Loreto MVAr".

Cuadro 8.10.1. Obras instruidas en la Subgerencia de Control La Paz

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
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
Recreo MVAr	La Paz / Baja California Sur	2018

- **Compensación capacitiva en zona La Paz (Camino Real MVAr, Recreo MVAr, y Bledales MVAr)**

Afectaciones:

A pesar de que en la zona La Paz se cuenta con una gran cantidad de unidades de generación 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 voltaje en algunas SE se degrada a valores inferiores a los permitidos en operación.

El Cuadro 8.10.2 muestra el análisis de contingencias y la afectación en SE de la zona La Paz, se observa que, la salida de la LT Olas Altas – Recreo en 115 kV origina bajos voltajes en las SE Bledales y Recreo.

Además, se aprecian bajos voltajes en la SE Camino Real ante la pérdida de la LT Punta Prieta II - Camino Real o ante la contingencia 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 Recreo en 2023

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
RCO (115 kV)	0.98	112.5	Caso sin contingencia
	0.94	108.4	Salida de LT OLA-73370-RCO - 115 kV
BLE (115 kV)	0.98	112.4	Caso sin contingencia
	0.94	108.7	Salida de LT OLA-73370-RCO - 115 kV
CAR (115 kV)	0.98	112.8	Caso sin contingencia
	0.93	107.3	Salida de LT PUP-73320-CAR - 115 kV
	0.94	108.0	Salida de LT SJC-73BS0-MOR - 115 kV

- **Compensación capacitiva zona Constitución (Loreto MVAr)**

Afectaciones:

La SE Loreto es la más alejada geográficamente dentro de la zona Constitución, se encuentra aproximadamente a 195 km. de la Central Eléctrica Puerto San Carlos, 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 bajos voltajes en las SE Puerto Escondido y Loreto con red completa y ante contingencia sencillas, provocando que el esquema de acción remedial realice cortes de carga en dichas subestaciones con el fin de mantener niveles de tensión dentro del límite operativo permitido en la zona de influencia.

Los resultados obtenidos de análisis de contingencias se muestran en el Cuadro 8.10.3.

Cuadro 8.10.3. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Loreto en 2023

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
LRO (115 kV)	0.96	109.8	Caso sin contingencia
	0.93	107.0	Salida de LT GAO-73260-VIO - 115 kV
	0.93	107.0	Salida de LT GAO-73270-VIO - 115 kV
	0.94	108.5	Salida de LT INS-73190-VIO - 115 kV
	0.94	108.5	Salida de LT INS-73210-VIO - 115 kV
	0.95	108.9	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV
	0.95	109.1	Salida de LT LAP-73350-VIO - 115 kV
	0.95	109.1	Salida de LT LAP-73460-VIO - 115 kV

- **Compensación capacitiva zona Los Cabos (Santiago MVAr)**

Afectaciones

La zona de Los Cabos es la que presenta el mayor crecimiento de las tres zonas eléctricas que se tienen en el Sistema Baja California Sur. 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 bajos voltajes en la SE Santiago y Buena Vista (subestación futura) ante contingencia sencilla, los resultados se pueden apreciar en el Cuadro 8.10.4.

Cuadro 8.10.4. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Santiago en 2023

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
SNT (115 kV)	0.97	111.9	Caso sin contingencia
	0.93	107.4	Salida de LT ASJ-73140-SNT - 115 kV
	0.93	106.6	Salida de LT ASJ-73BS0-MOR - 115 kV
BUV (115 kV)	0.97	111.5	Caso sin contingencia
	0.94	108.1	Salida de LT ASJ-73140-SNT - 115 kV
	0.93	107.4	Salida de LT ASJ-73BS0-MOR - 115 kV

Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé

La principal problemática que presenta el Sistema Eléctrico de Mulegé está relacionado a la obsolescencia de equipos físicos instalados en la SE Santa Rosalía que recibe la energía eléctrica proveniente de la Central Diésel Santa Rosalía.

La SE Santa Rosalía cuenta con una capacidad de transformación de 10.8 MW, valor cercano a la demanda de la zona para el año 2023. Ante la pérdida de un equipo de transformación con relación 13.8/2.4 kV se reduce su capacidad a 6.2 MVA.

Las posibilidades de falla son altas derivado de, la antigüedad, obsolescencia y fatiga evidente de los componentes que integran la SE Santa Rosalía con el riesgo de no abastecer la demanda de la población de Santa Rosalía.

Otra problemática se presenta en los escenarios de invierno, con demanda baja, se presentan voltajes fuera de los rangos de operación permitidos en las SE Mezquital, Tres Vírgenes y Vizcaíno ante la pérdida de la LT Mezquital – Santa Rosalía en 115 kV y que origina un excedente de generación debido a que las unidades de la Central Eléctrica Tres Vírgenes entregan su energía a la SE Mezquital y al perder su interconexión con la zona Santa Rosalía, se presentarán altos voltajes en la SE Vizcaíno en la zona Guerrero Negro al quedar conectada las unidades de la Central Eléctrica Tres Vírgenes a la LT con su aporte de reactivos en forma natural al sistema eléctrico de Guerrero Negro, requiriendo mantener unidades de generación en la Central Guerrero Negro II con propósito de absorber los reactivos aportados por la LT y las unidades de generación de la Central Eléctrica Tres Vírgenes, lo que resulta en una operación de mayor costo en el sistema eléctrico, mientras tanto, el reactor quedaría conectado en la barra de 115 kV de la SE Santa Rosalía lo que disminuye el voltaje a valores fuera de límites de operación con riesgo de que se presente un colapso de la zona Santa Rosalía.

Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, se han propuesto obras en los procesos de los PAMRNT recientes con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la red eléctrica.

A continuación, se presenta el listado de las obras propuestas en la Subgerencia de Control Mulegé que se encuentran instruidos por la SENER hasta el año 2023. Ver Cuadro 8.11.1.

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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto “Mezquital MVAr (traslado)” entrará en operación hasta noviembre de 2020 mientras que para el proyecto “Santa Rosalía Banco 2” no se tiene una fecha disponible de entrada en operación.

Cuadro 8.11.1. Obras instruidas en la Subgerencia de Control Mulegé

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
Santa Rosalía Banco 2	Santa Rosalía/Mulegé	2018
Mezquital MVAr (traslado)	Santa Rosalía/Mulegé	2018

9

AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

IX. 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 Confiabilidad 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, incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes 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 planeación 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 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 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 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 Código de Red y las políticas públicas que apliquen; minimizando congestiones, reduciendo pérdidas eléctricas, incrementando la Confiabilidad, permitiendo la integración de energías 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:

4. Modelo simplificado del SEN en 74 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de líneas de transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR.
5. 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.
6. Modelo completo en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión.

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, 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.

Proyectos instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional

En las figuras 9.3.1 a 9.3.10 se presentan los principales proyectos de la RNT instruidos, legados, por aportaciones y con cargo al solicitante para cada GCR, así como de los sistemas aislados. Son mostrados solo aquellos proyectos que se integran a la red troncal de cada GCR.

Figura 9.3.1. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Central

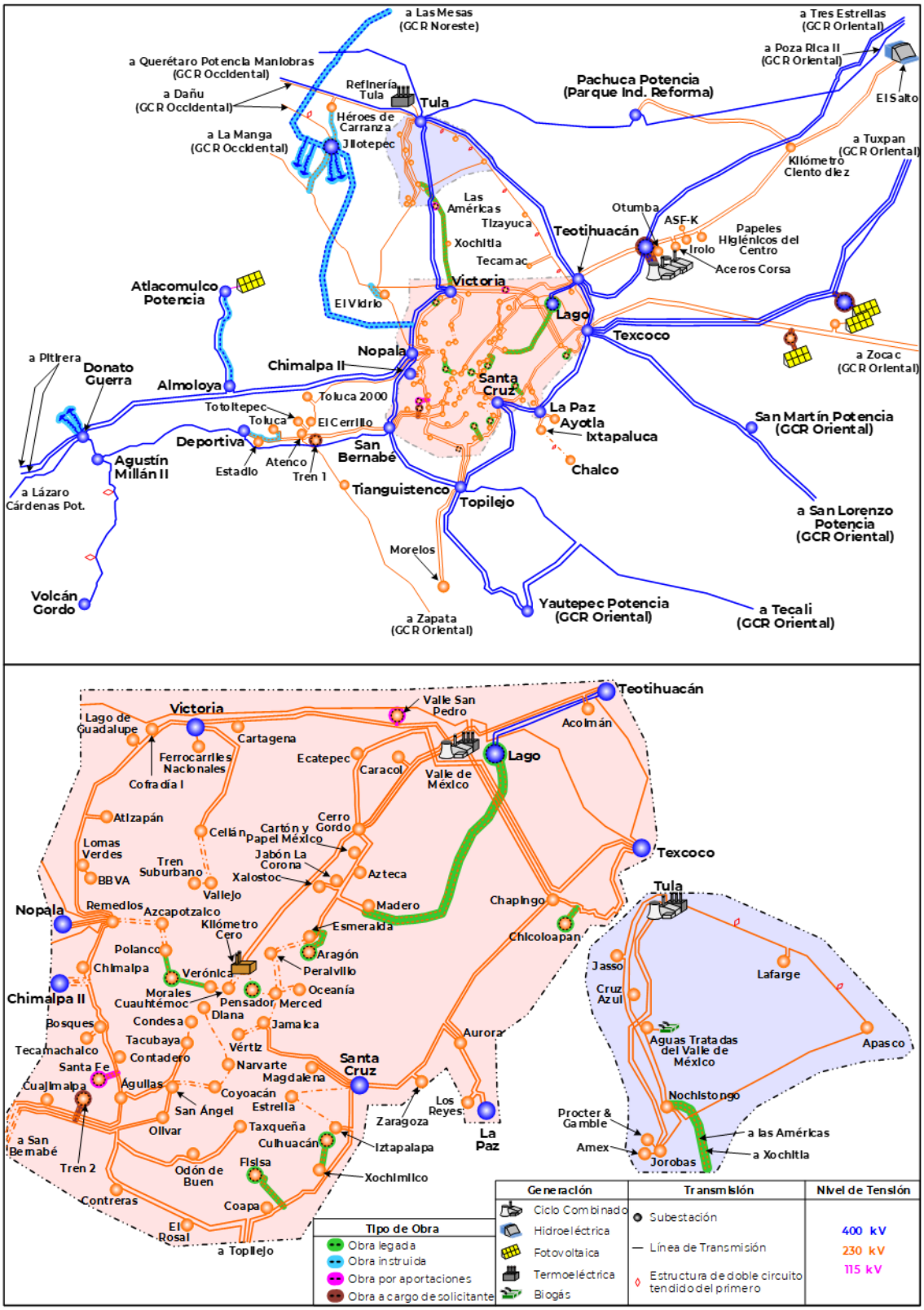


Figura 9.3.2. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Oriental

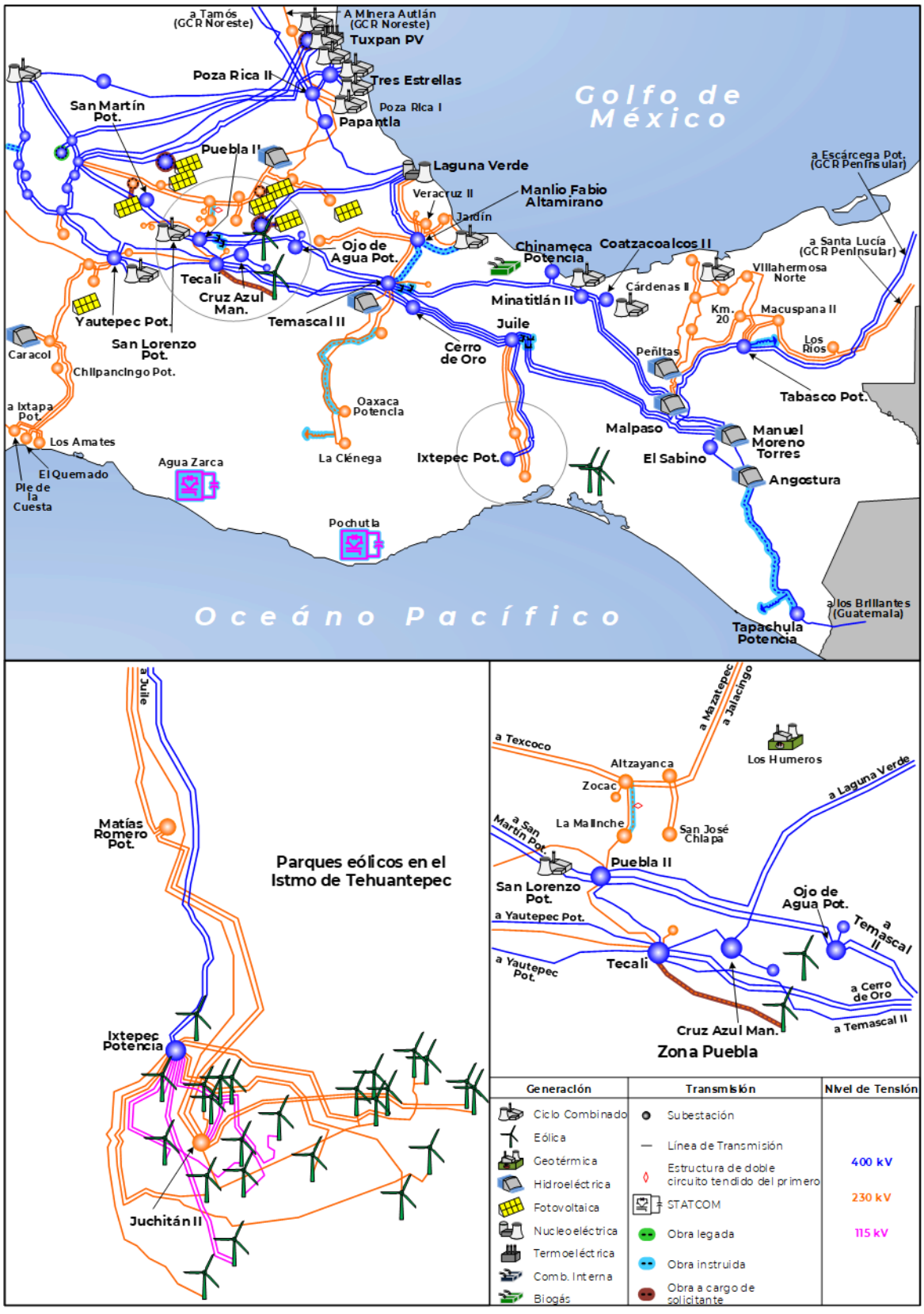


Figura 9.3.3. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Occidental

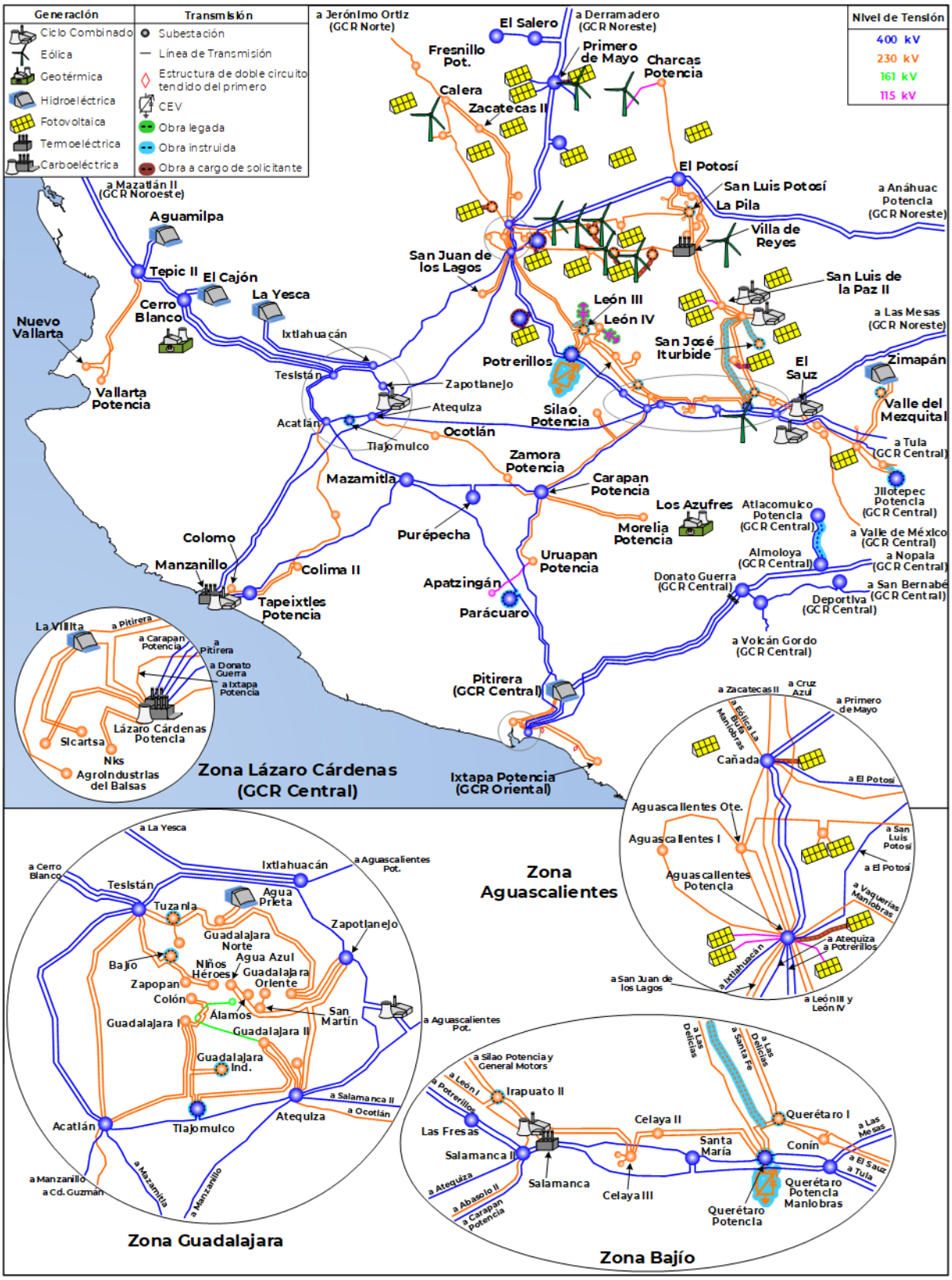


Figura 9.3.4. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noroeste

Figura 9.3.5. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Norte

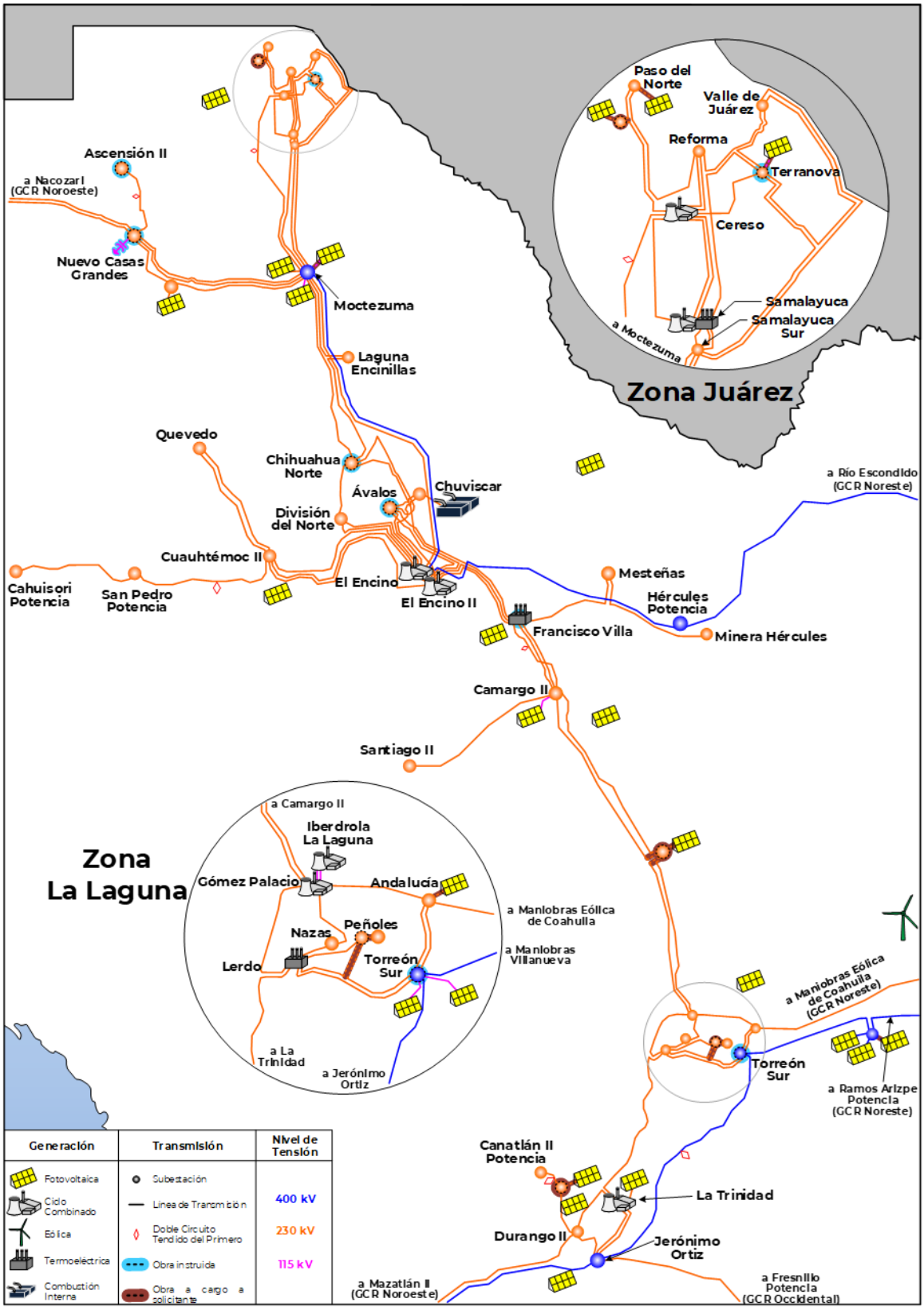


Figura 9.3.6. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noreste

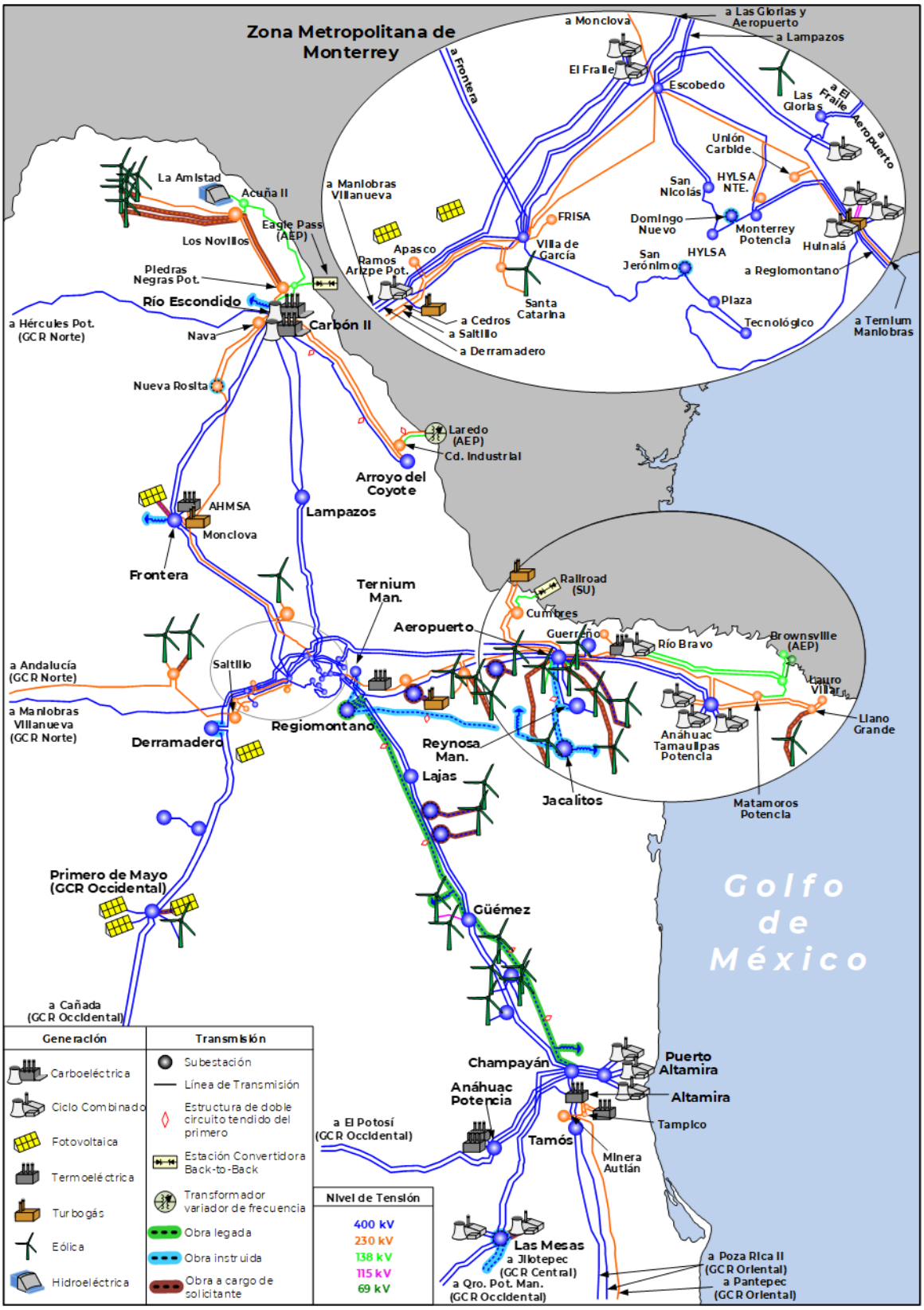


Figura 9.3.7. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Peninsular

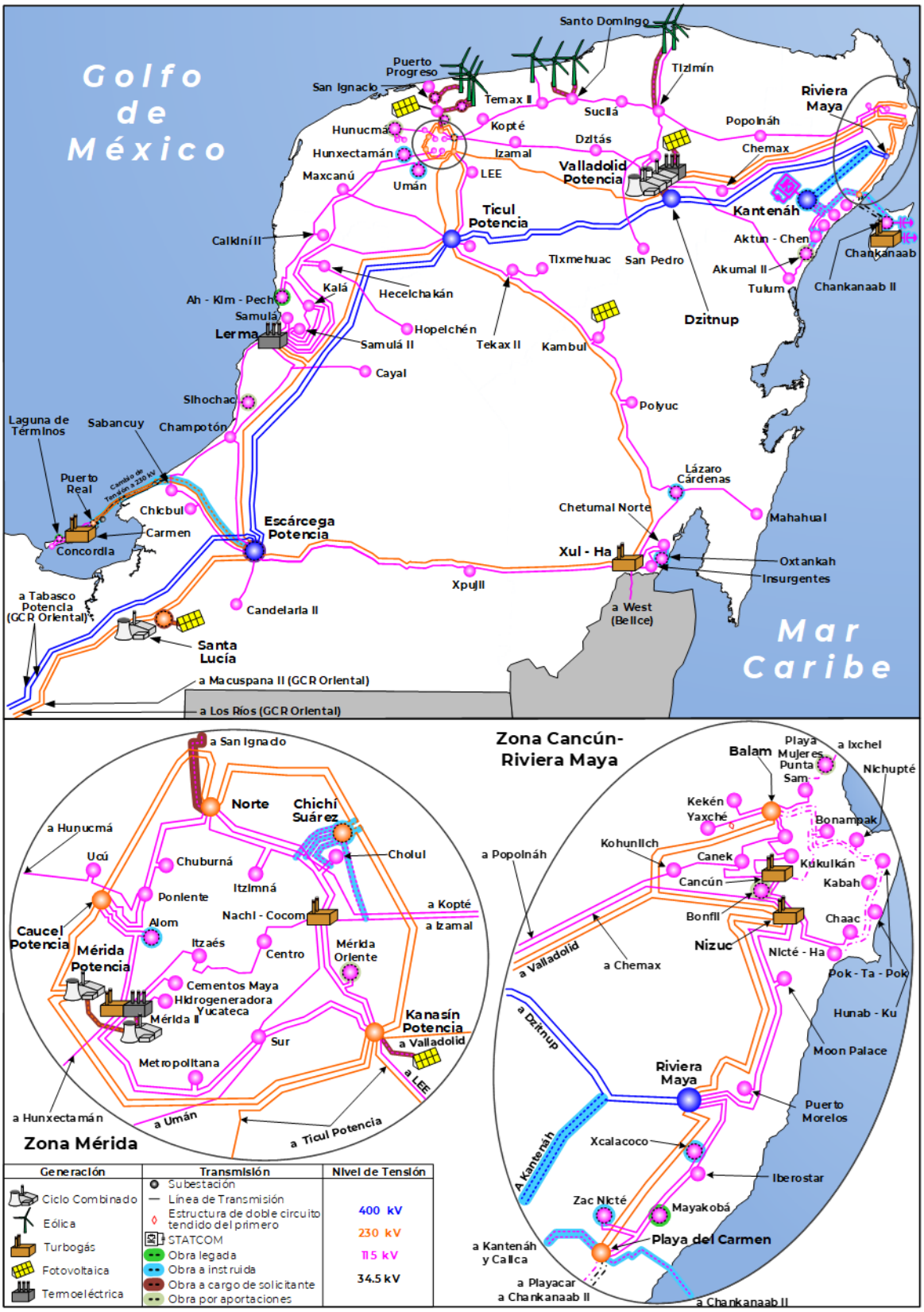


Figura 9.3.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Sistema Interconectado Baja California

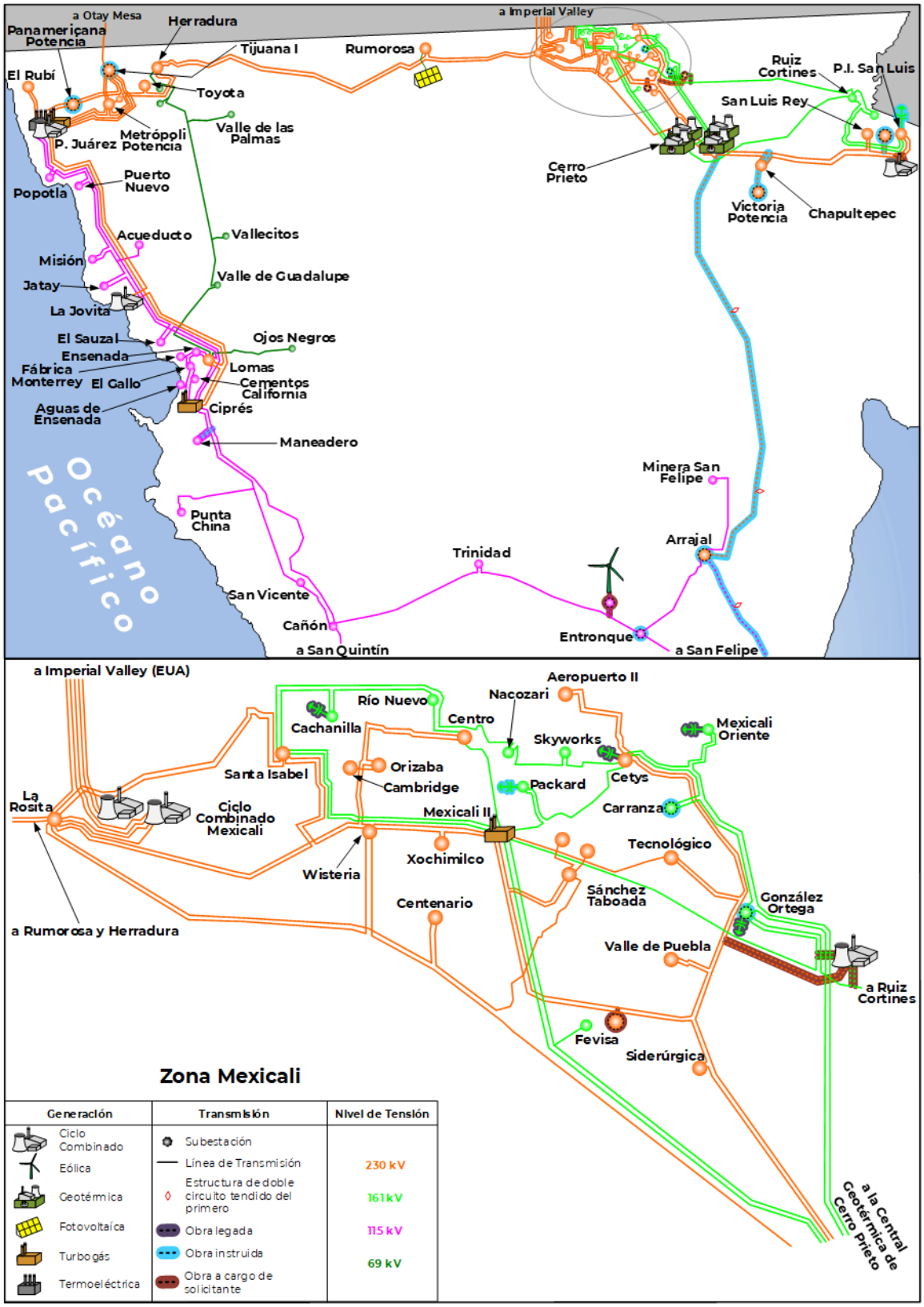


Figura 9.3.9. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Baja California Sur

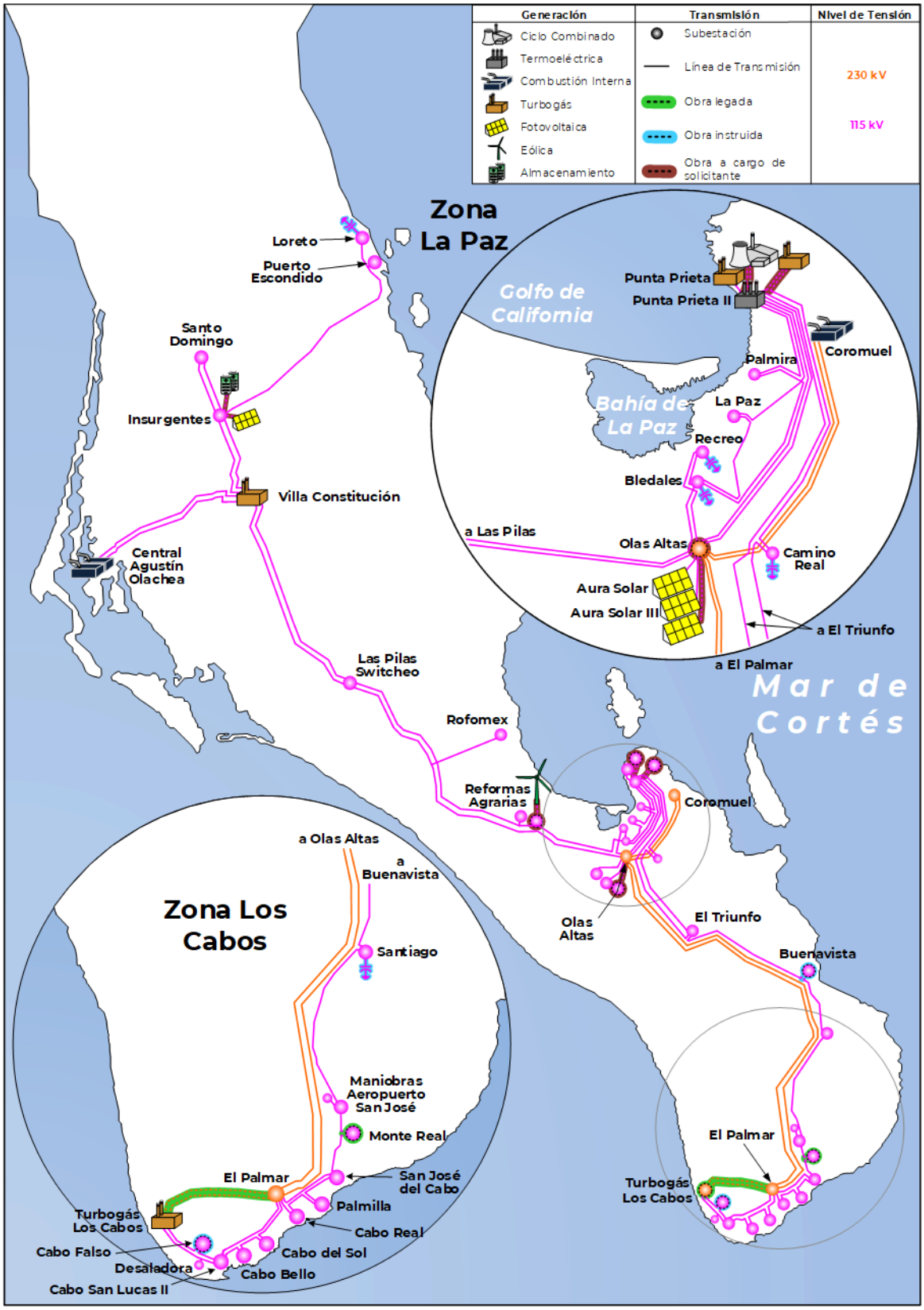
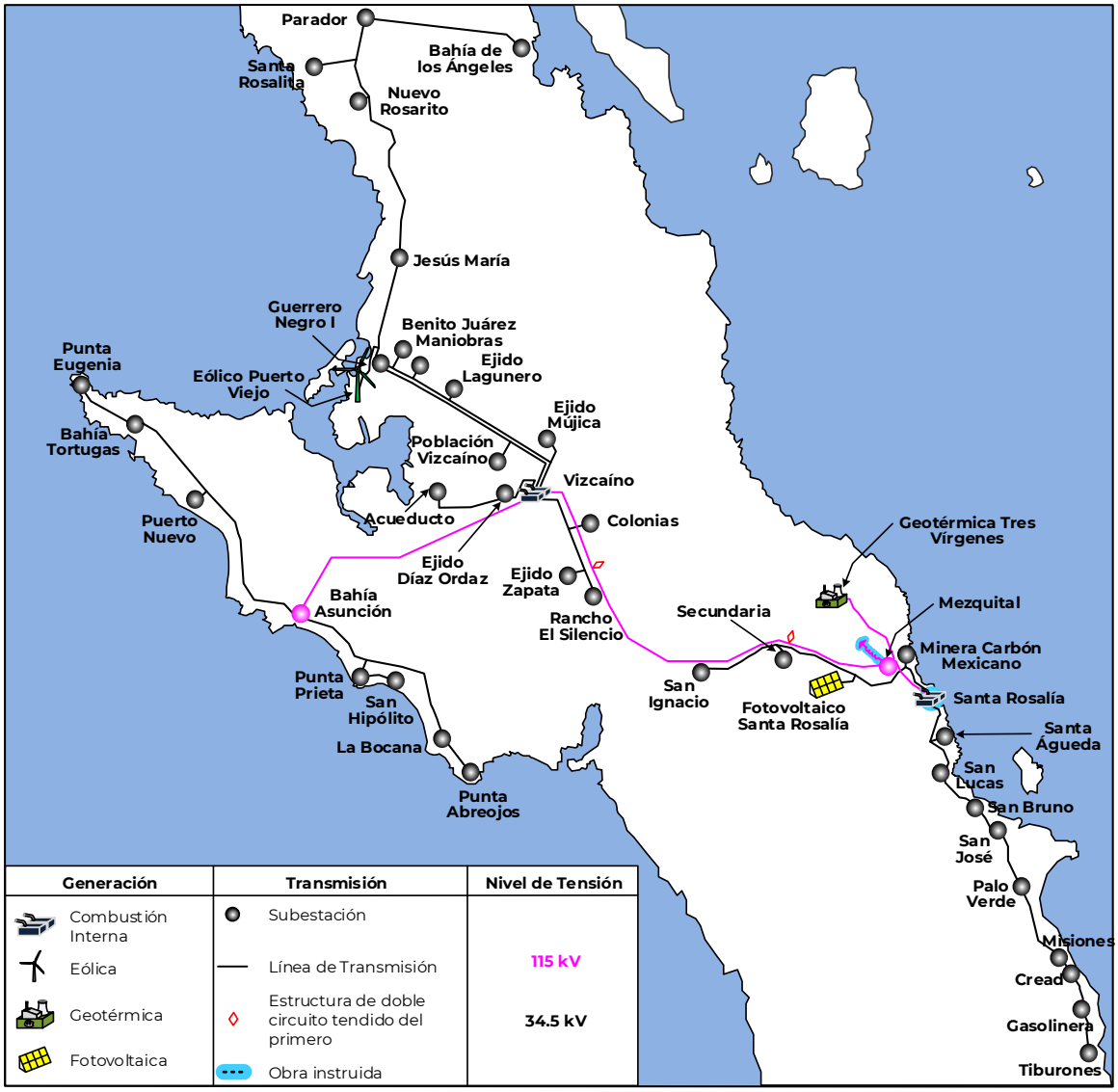


Figura 9.3.10. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Mulegé



Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER hasta 2019

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 contracto, 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 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 9.4.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT por la SENER (2015 a 2019), ordenados de acuerdo con la prioridad definida en el Capítulo VIII y en donde se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión.

También, en el cuadro 9.4.1 se comentan aquellos proyectos que han cambiado de alcance en sus metas físicas en este ciclo de planeación; los cuales solo dos se han concluido, y son traslados de elementos de transformación.

En el ciclo de planeación anterior se cancelaron las licitaciones de dos proyectos de transmisión que corresponden a:

- Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México
- Interconexión Baja California - SIN

El primer proyecto indicado estaba a cargo de la CFE y fue instruido en 2015. En 2020 SENER canceló definitivamente el proyecto.

El proceso de licitación del segundo proyecto estaba a cargo de la SENER.

Cuadro 9.4.1. 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	Avance constructivo (%)		
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	feb-20	100	2017	Proyecto terminado
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	dic-19	100	2017	Proyecto terminado
Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	ago-21	2	2016 y 2017	En construcción
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	abr-21	0	2017	Inicio de construcción
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	jun-23	0	2016	
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	sep-22	0	2018	Inicio de construcción
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	feb-22	0	2018	Inicio de construcción
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	jun-24	0	2016 y 2017	
Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	nov-23	0	2018	En 2020 cambia el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a "Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz"
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	ago-23	0	2019	
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	oct-27	0	2019	Se modifica el alcance del proyecto considerando el proyecto estratégico de infraestructura necesario para cumplir con la política energética nacional, Central Eléctrica Valladolid
Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	ene-23	0	2019	
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	0	2018	Inicio de construcción
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	abr-23	0	2015	
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	ene-23	0	2015 y 2018	En 2020 cambia la trayectoria del cable submarino en acuerdo con la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, los Municipios de Cozumel y Solidaridad y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. También, CFE Distribución propone el cambio de tensión a 115 kV de la red de Cozumel
Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	sep-24	0	2019	En 2020 se tiene una actualización por parte de CFE Transmisión del inventario de equipo eléctrico de la zona
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	0	2018	
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	ND	0	2018	
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-26	0	2019	
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	feb-24	0	2019	
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	ago-23	0	2018	Inicio de construcción
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	nov-23	0	2018	

... Continuación

Cuadro 9.4.1. 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	Avance constructivo (%)		
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	feb-24	0	2019	
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	sep-23	0	2018	En 2020 se ajusta la capacidad de los bancos de transformación para no requerir el uso de Esquemas de Acción Remedial debido al retraso del proyecto
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	feb-23	0	2017	
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	sep-22	0	2018	Inicio de construcción
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	abr-27	0	2019	
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	ene-23	0	2017	
Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	oct-21	0	2017	Inicio de construcción
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-25	0	2019	
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-23	0	2018	
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	jun-24	0	2015 y 2018	
Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	jul-23	0	2016 y 2017	
Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	abr-23	0	2015	
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	ago-24	0	2018	
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-24	0	2018	
Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-24	0	2019	
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	abr-23	0	2016	
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	abr-24	0	2017	
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	sep-23	0	2019	
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-23	0	2018	
Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	sep-23	0	2018	
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	jul-23	0	2019	En 2020 cambia el alcance del proyecto al no contemplar la construcción del cuadro de maniobras Otomí

... Continuación

Cuadro 9.4.1. 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	Avance constructivo (%)		
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-23	0	2019	
Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	sep-26	0	2016 y 2018	
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	abr-23	0	2017	
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	nov-23	0	2018	
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-23	0	2018	
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-23	0	2017	
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-24	0	2018	
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-22	0	2017	
Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-22	0	2017	
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-23	0	2018	
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	jul-22	0	2018	Inicio de construcción
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	mar-24	0	2018	
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	dic-22	0	2018	Inicio de construcción
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	jul-23	0	2018	
Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	nov-21	0	2018	Inicio de construcción
El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	sep-21	0	2017	Inicio de construcción
Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	sep-23	0	2018	
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-24	0	2018	
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	dic-22	0	2018	
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	dic-22	0	2018	
Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	nov-20	0	2018	Inicio de construcción
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	sep-24	0	2019	
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-23	0	2018	
Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	dic-21	0	2018	Inicio de construcción

... Continuación

Cuadro 9.4.1. 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	Avance constructivo (%)		
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-25	0	2018	En 2020 se ajusta la capacidad del banco de transformación para incrementar límite de transmisión
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-24	0	2018	
Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-22	0	2017	
Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-22	0	2017	
Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	sep-22	0	2017	
Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	sep-22	0	2017	
Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	oct-22	0	2017	Inicio de construcción
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-24	0	2018	
Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	nov-23	0	2018	
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-24	0	2017	
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-22	0	2019	
Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	mar-23	0	2019	
Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	abr-18	ND	0	2018	Debido al cambio de alcance del proyecto "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II", ya no sería compatible el proyecto de compensación
Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	may-21	feb-23	0	2017	No se considera en los estudios de planeación del ciclo actual por la incertidumbre en su construcción
Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	mar-23	0	2019	Este proyecto es de alta relevancia para disminuir la congestión en la red eléctrica del Noroeste del país, no obstante, se consideró con baja prioridad debido a que esta obra fue solicitada como refuerzo a una Central Eléctrica, la cual tiene Contrato de Interconexión para 2021.
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	-	ND	0	2017	No se considera en los estudios de planeación del ciclo actual por la incertidumbre en su construcción
Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	jul-24	0	2018	Proyecto en revisión con cambio de alcance, derivado de la cancelación del proyecto Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	ND	0	2015	Proyecto cancelado por SENER
Interconexión Baja California – SIN	P16-BCI	-	-	-	-	SENER canceló la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015	Obra Cancelada
Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	-	2015	Instruido en 2015, posteriormente cambia de alcance como proyecto Olmeca Banco 1

Al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como Proyecto Elemental Mínimo (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). La fecha factible es la proporcionada al inicio del ciclo de planeación del PAMRNT 2020-2034, estas puedan cambiar dependiendo del presupuesto asignado anualmente a las empresas productivas subsidiarias de CFE Transmisión y CFE Distribución.

Proyectos de la RNT instruidos en 2015

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	Gerencia de Control Regional
Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	abr-23	Baja California
Parque Industrial San Luis MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	abr-23	Baja California
Total			**42.0**			

P15-BC4 Compensación de la zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	abr-23	Baja California
Total			**7.5**			

P15-BC5 Compensación de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
México MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	abr-23	Baja California
Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	abr-23	Baja California
Total			**32.0**			

P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	abr-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	Gerencia de Control Regional
Bledales MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-17	abr-23	Baja California Sur
Total			**12.5**			

P15-NO2 Compensación de la zona Guasave

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guamúchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-17	abr-23	Noroeste
Total			**22.5**			

Compensación Capacitiva Occidente

P15-OC3 Compensación de la Zona Guanajuato

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanajuato MVAr /23	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
Santa Fe II MVAr /23	Capacitor	115	30.0	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**52.5**			

23/ Proyecto con cambio de alcance

P15-OC4 Compensación de la Zona León

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Galera MVAr /23	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**22.5**			

23/ Proyecto con cambio de alcance

P15-OC6 Compensación de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**112.5**			

P15-OC7 Compensación de la Zona Apatzingán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Hueco MVAr (traslado) /23	Capacitor	69	8.1	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**8.1**			

23/ Proyecto con cambio de alcance

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	Gerencia de Control Regional
Angostura - Tapachula Potencia /4	400	2	193.5	abr-17	jun-24	Oriental
Total			**193.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-17	jun-24	Oriental
Total			**75.0**			

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	Gerencia de Control Regional
Playa del Carmen - Chankanaab II /9, 23	115	1	30.4	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab /12, 23	115	1	2.5	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel /12, 23	34.5	1	0.1	jul-19	ene-23	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel /12, 23	13.8	1	18.6	jul-19	ene-23	Peninsular
Total			**51.6**			

9/ Cable Subterráneo/Submarino; incluye fase de reserva
12/ Circuito con cable subterráneo
23/ Obra con cambio de alcance

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6) /23	2	T	60.0	115/13.8	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6) /23	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) /23, 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) /23, 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	ene-23	Peninsular
Total			**160.5**				

T. Transformador
23/ Obra con cambio de alcance
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	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr /23	Capacitor	115	15.0	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab MVAr /23	Capacitor	115	7.5	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab II MVAr /23	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	ene-23	Peninsular
Chankanaab MVAr /23	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	ene-23	Peninsular
Total			**27.9**			

23/ Obra con cambio de alcance

Proyectos de la RNT instruidos en 2016

P16-NO8 Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora-Arizona EUA

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) Tramo 1 /4	230	2	16.0	abr-19	abr-23	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) Tramo 2 /3	230	2	11.0	abr-19	abr-23	Noroeste
Total			**27.0**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogales Aeropuerto MVAr	Capacitor	230	35.0	abr-19	abr-23	Noroeste
Total			**35.0**			

I16-NE3 Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto - Reynosa Maniobras /3	400	2	29.0	abr-21	sep-26	Noreste
Jacalitos - Regiomontano /3	400	2	180.0	abr-21	sep-26	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos	400	2	66.0	abr-21	sep-26	Noreste
Ternium Maniobras - Regiomontano /3	400	2	30.0	abr-21	sep-26	Noreste
Total			**305.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jacalitos MVAr (reactor de bus)	Reactor	400	133.3	abr-21	sep-26	Noreste
Jacalitos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-21	sep-26	Noreste
Total			**200.0**			

P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia	230	4	1.2	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Cholul /41	115	4	7.6	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Itzimná /13	115	4	7.6	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Izamal /13	115	4	16.0	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté /41	115	4	6.0	mar-20	jul-23	Peninsular
Total			**38.4**			

13/ Tendido del tercer y cuarto circuito
41/ Tendido del primer y segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chichí Suárez Banco 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	jul-23	Peninsular
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P16-NT1 Zona La Laguna

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Oriente - Abastos /23	115	1	10.0	abr-23	jun-24	Norte
Torreón Sur entronque Revolución - Allende /23	115	2	21.0	abr-23	jun-24	Norte
Torreón Sur - Takata /5	115	1	5.3	abr-23	jun-24	Norte
Takata - Torreón Oriente /5	115	1	5.2	abr-23	jun-24	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras /5	115	1	5.0	abr-23	jun-24	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal /5	115	1	7.2	abr-23	jun-24	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente /5	115	1	13.4	abr-23	jun-24	Norte
Total			**67.1**			

5/ Recalibración
23/ Proyecto con cambio de alcance

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-23	jun-24	Norte
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) /25	230	4	4.5	abr-19	jun-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) /3	69	2	4.5	abr-19	jun-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) /5	69	1	1.8	abr-19	jun-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas	69	1	2.9	abr-19	jun-23	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas - Álamos	69	2	9.0	abr-19	jun-23	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales	69	1	1.7	abr-19	jun-23	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán	69	2	0.2	abr-19	jun-23	Occidental
Total			**24.6**			

3/ Tendido del primer circuito
5/ Recalibración
25/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-19	jun-23	Occidental
Total			**300.0**				

T. Transformador

P16-OC2 Potrerillos Banco 4

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos - San Roque / 3	115	2	8.0	abr-19	ago-21	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	ago-21	Occidental
Total			**40.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos Banco 4	4	T	500.0	400/115	abr-19	ago-21	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	ago-21	Occidental
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador

Proyectos de la RNT instruidos en 2017

P16-OR2 Alvarado II y San Andrés II MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alvarado II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	sep-22	Oriental
San Andrés II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	sep-22	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR6 Amozoc y Acatzingo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatzingo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	sep-22	Oriental
Amozoc MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	sep-22	Oriental
Total			**30.0**			

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ascensión II Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	feb-20	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	feb-20	Norte
Total			**7.5**			

P15-CE1 Donato Guerra MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Donato Guerra MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-15	oct-21	Central
Total			**63.5**			

P17-BC11 El Arrajal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Prieto II - El Arrajal /3	230	2	125.0	abr-22	feb-24	Baja California
El Arrajal - San Felipe /3	115	2	50.0	abr-22	feb-24	Baja California
Total			**175.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	feb-24	Baja California
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

M16-NO1 El Carrizo MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Carrizo MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	sep-21	Noroeste
Total			**15.0**			

M16-NO2 El Habal Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	dic-19	Noroeste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P17-OR7 Esfuerzo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	nov-22	Oriental
Total			**15.0**			

P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esperanza MVAr	Reactor	13.8	21.0	oct-18	oct-22	Noroeste
Total			**21.0**			

P17-OR9 Frontera Comalapa MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera Comalapa MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	oct-22	Oriental
Total			**7.5**			

M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juile compensación serie Bancos 1, 2 y 3 (A3T90, A3040 y A3140) /21	Capacitor	400	754.1	abr-19	feb-23	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) /21	Capacitor	400	532.2	abr-19	feb-23	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) /21	Capacitor	400	885.6	abr-19	feb-23	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	Gerencia de Control Regional
Izúcar de Matamoros MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-16	sep-22	Oriental
Total			**12.5**			

P16-CE1 Kilómetro 110 – Tulancingo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kilómetro 110 - Tulancingo	85	1	4.2	sep-16	abr-23	Central
Total			**4.2**			

P15-BC1 Maneadero entronque Ciprés – Cañón

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	jun-23	Baja California
Total			**6.0**			

P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seri MVAr	Reactor	400	116.6	oct-18	ene-23	Noroeste
Total			**116.6**			

P17-OR4 Suministro de energía 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	Gerencia de Control Regional
Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia /4	230	2	152.0	abr-21	abr-24	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional /3	115	2	77.0	abr-21	abr-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	Gerencia de Control Regional
Ciénega MVAr (reactor de línea 93740)	Reactor	230	28.0	abr-21	abr-24	Oriental
Total			**28.0**			

P17-OR3 Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal III)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tabasco Potencia MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-17	nov-22	Oriental
Total			**63.5**			

P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	3	AT	225.0	230/115	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Proyectos de la RNT instruidos en 2018

P18-PE1 Compensación Capacitiva Isla de Cozumel

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr /23	Capacitor	34.5	3.6	abr-18	ND	Peninsular
Chankanaab MVAr /23	Capacitor	34.5	3.6	abr-18	ND	Peninsular
Cozumel MVAr /23	Capacitor	34.5	3.6	abr-18	ND	Peninsular
Total			**10.8**			

23/ Obra con cambio de alcance

P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy /4	230	2	63.0	abr-21	sep-23	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) /40	230	2	27.2	abr-21	sep-23	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) /36	230	4	13.2	abr-21	sep-23	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	sep-23	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	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Real Bancos 1 y 2 /23	7	AT	350.0	230/115	abr-21	sep-23	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	sep-23	Peninsular
Total			**356.2**				

AT. Autotransformador
T. Transformador
23/ Obra con cambio de alcance

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	Gerencia de Control Regional
Deportiva - Toluca (recalibración) /5	230	1	11.8	dic-22	may-24	Central
Total			**11.8**			

5/ Recalibración

M15-CE2 Línea de transmisión Atlacomulco – Almoloya

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atlacomulco Potencia - Almoloya /4	400	2	28.0	abr-18	sep-22	Central
Total			**28.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

P17-NE2 Las Mesas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas - Huejutla II	115	1	50.0	abr-21	ago-24	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	ago-24	Noreste
Total			**62.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	ago-24	Noreste
Total			**300.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Axtla MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	ago-24	Noreste
Total			**15.0**			

P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera MVAr (habilitación de reactor) /23	Reactor	400	50.0	nov-18	dic-22	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	dic-22	Noreste
Total			**125.0**			

23/ Proyecto con cambio de alcance

P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jiménez MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-22	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-22	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-22	Noreste
Total			**15.0**			

P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nueva Rosita Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-23	ene-24	Noreste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P18-OR1 Suministro de energía 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	Gerencia de Control Regional
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas II /24	400	2	34.0	abr-17	nov-23	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Temascal II /24	400	2	196.0	abr-17	nov-23	Oriental
Dos Bocas II entronque J. B. Lobos - Veracruz I (73950) /24	115	2	14.0	abr-17	nov-23	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 1) (73V10) /24	115	4	0.8	abr-17	nov-23	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 2) (73V10) /24	115	2	3.0	abr-17	nov-23	Oriental
Dos Bocas II entronque Veracruz II - Tejar (73490) /24	115	2	0.2	abr-17	nov-23	Oriental
Dos Bocas II entronque Tejar - Boca del Río (73530) /24	115	1	0.4	abr-17	nov-23	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II /24	115	4	0.9	abr-17	nov-23	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II /24	230	4	0.5	abr-17	nov-23	Oriental
Total			**249.8**			

24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dos Bocas II Banco 1 /24	4	T	500.0	400/115	abr-17	nov-23	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador
24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

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	Gerencia de Control Regional
Zocac - La Malinche /3	230	2	14.5	jun-20	feb-24	Oriental
Apizaco II - La Malinche /3	115	2	10.0	jun-20	feb-24	Oriental
Total			**24.5**			

3/ Tendido del primer circuito

P18-NO1 Quilá MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quilá MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-21	Noroeste
Total			**15.0**			

P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-18	may-23	Norte
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	may-23	Norte
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
Nuevo Casas Grandes MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-18	sep-23	Norte
Total			**30.0**			

P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-23	ago-23	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato I - Irapuato II (recalibración) /5	115	2	18.0	abr-18	sep-22	Occidental
Total			**18.0**			

5/ Recalibración

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-18	sep-22	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-19	feb-22	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225.0	230/115	abr-20	nov-23	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	nov-23	Occidental
El Granjeno - León Oriente (recalibración) /5	115	1	4.0	abr-21	nov-23	Occidental
Total			**54.0**			

5/ Recalibración

P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeroespacial MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	jul-22	Occidental
Campanario MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jul-22	Occidental
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	jul-22	Occidental
Antea MVAr /23	Capacitor	115	22.5	abr-21	jul-22	Occidental
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jul-22	Occidental
San Ildefonso MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	jul-22	Occidental
Total			**135.0**			

23/ Cambio de alcance, antes estaba situado en Montenegro

P18-OC3 Compensación capacitiva de la Zona Zacatecas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Industrial entronque Fresnillo Sur - Fresnillo Norte	115	1	0.1	abr-21	mar-24	Occidental
Total			**0.1**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras El Saucito MVAr /23	Capacitor	115	22.5	abr-21	mar-24	Occidental
Fresnillo Industrial MVAr /23	Capacitor	115	15.0	abr-21	mar-24	Occidental
Jerez MVAr (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	mar-24	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	mar-24	Occidental
Total			**67.5**			

23/ Proyecto con cambio de alcance (se adiciona el capacitor de Maniobras el Saucito y se cambia el sitio de Fresnillo Sur a Fresnillo Industrial)

P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Castillo MVAr	Capacitor	69	18.0	abr-21	abr-23	Occidental
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	abr-23	Occidental
Lomas MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-23	Occidental
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-23	Occidental
Pinar MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-23	Occidental
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-23	Occidental
Total			**122.1**			

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso – Tepeyac

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conín - Marqués Oriente / 4	115	1	5.0	abr-20	jul-23	Occidental
Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	1	9.5	abr-20	jul-23	Occidental
Total			**14.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115	2	15.4	abr-22	jul-24	Occidental
Total			**15.4**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
29/ Tendido del cuarto circuito

P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-21	ene-25	Occidental
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-21	ene-25	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	ene-25	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	ene-25	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	ene-25	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	ene-25	Occidental
Total			**63.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro Banco 1 /23	4	T	500.0	400/115	abr-21	ene-25	Occidental
Total			**500.0**				

T. Transformador
23/ Proyecto con cambio de alcance (se incrementa su capacidad de 225 MVA a 375 MVA)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-21	ene-25	Occidental
Total			**8.1**			

P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepic II - Cerro Blanco (A3630 y A3590) /42	400	2	-	abr-18	dic-22	Occidental
Total			**0.0**			

42/ Cambio en ambos extremos de transformadores de corriente en LT A3630 y trampa de onda en LT A3590

P17-OC5 Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	jun-24	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	jun-24	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	jun-24	Occidental
Total			**3.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-20	jun-24	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huichapan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	jun-24	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	jun-24	Occidental
Total			**30.0**			

P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115	1	3.0	abr-20	nov-23	Occidental
Total			**3.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	nov-23	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	nov-23	Occidental
Total			**32.5**			

P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Potencia Banco 3 /32	4	T	300.0	230/115/69	abr-21	ago-23	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	Gerencia de Control Regional
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230	2	8.0	abr-21	jul-23	Baja California
Total			**8.0**			

P17-BS1 Loreto MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-19	sep-23	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P16-BS2 Camino Real MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Camino Real MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-19	sep-23	Baja California Sur
Total			**12.5**			

P17-BC3 Frontera entronque Industrial – Universidad

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera entronque Industrial - Universidad /12, 14	115	2	6.0	abr-21	ago-23	Baja California
Total			**6.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
14/ Operación inicial en 69 kV

P17-BC2 Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero /12, 14	115	2	8.0	abr-19	ago-23	Baja California
Total			**8.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
14/ Operación inicial en 69 kV

P18-BS6 Recreo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Recreo MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-21	dic-21	Baja California Sur
Total			**12.5**			

P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	ND	Mulegé
Total			**20.0**				

T. Transformador

P18-MU3 Mezquital MVAr (Traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquital MVAr (traslado)	Reactor	115	2.5	abr-18	nov-20	Mulegé
Total			**2.5**			

Proyectos de la RNT instruidos en 2019

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	Gerencia de Control Regional
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70) /23	400	2	68.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790) /23	115	2	8.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60) /23	115	2	8.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	oct-27	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace /12	115	1	1.4	abr-20	oct-27	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	oct-27	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen /5, 23	115	2	29.1	abr-20	oct-27	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen /23	115	2	0.1	abr-20	oct-27	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
23/ Obra con cambio de alcance

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	oct-27	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh STATCOM /23	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	oct-27	Peninsular
Kantenáh MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	oct-27	Peninsular
Balam MVAr (sustitución) /23	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Cancún MVAr (sustitución) /23	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Bonampak MVAr (traslado) /23	Capacitor	115	15.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Riviera Maya MVAr /23	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Zac Nicté MVAr /23	Capacitor	115	30.0	abr-20	oct-27	Peninsular
Total			**601.6**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
23/ Obra con cambio de alcance

P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos CEV	CEV	230	90(Ind.)/300(Cap.)	abr-23	dic-23	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.)/300(Cap.)	abr-23	dic-23	Occidental
El Marqués MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	dic-23	Occidental
Potrerillos MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-23	Occidental
Santa Fe MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-23	Occidental
Total			**900.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas - Jilotepec Potencia	400	2	426.0	abr-25	abr-27	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	abr-27	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	4.0	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza	230	2	17.0	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	28.0	abr-25	abr-27	Central
Total			**665.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jilotepec Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-25	abr-27	Central
Total			**875.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 1)	Reactor	400	50.0	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 2)	Reactor	400	50.0	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-25	abr-27	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-27	Central
Total			**275.0**			

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	Gerencia de Control Regional
Domingo Nuevo entronque Hylsa - Monterrey Potencia	400	2	0.4	abr-21	sep-24	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	sep-24	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	sep-24	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valles	115	1	2.0	abr-21	sep-24	Noreste
Total			**12.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Domingo Nuevo Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	sep-24	Noreste
Total			**500.0**				

T. Transformador

P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-20	mar-23	Noroeste
Total			**0.4**			

P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - El Salero

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	400	2	7.2	abr-19	sep-24	Noreste
Total			**7.2**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Derramadero MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	sep-24	Noreste
Total			**75.0**			

P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-23	feb-24	Noreste
Total			**375.0**				

T. Transformador

P19-BC1 Tijuana I Banco 4

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tijuana I Banco 4 /32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	ago-23	Baja California
Total			**300.0**				

T. Transformador
32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

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	Gerencia de Control Regional
Bácum – Ciudad Obregón Dos /12	115	1	4.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Bácum – Providencia /12	115	1	0.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Cuatro – Obregón Uno /12	115	1	11.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Dos – Providencia /12	115	1	4.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Tres – Tetabiate /12	115	1	2.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Cuatro – Costa Rica /12	115	1	1.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Tres – Culiacán Centro /12	115	1	2.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Tres – Isla Musalá /12	115	1	1.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Dynatech – Rolando García Urrea /12	115	1	7.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cinco – Dynatech /12	115	1	1.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis /12	115	1	2.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cuatro – Portales /12	115	1	0.4	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma – Hermosillo Dos /12	115	1	5.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma – Hermosillo Misión /12	115	1	4.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma – Pueblitos /12	115	1	0.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro /12	115	1	7.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Seis – Hermosillo Misión /12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve /12	115	1	0.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Uno – Rolando García Urrea /12	115	1	9.8	abr-19	abr-26	Noroeste
Industrial San Carlos – Nogales /12	115	1	1.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Isla Musalá – Culiacán Oriente /12	115	1	3.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Uno /12	115	1	5.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Louisiana – Centenario /12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Louisiana - Mochis Centro /12	115	1	3.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Aeropuerto – Subestación Villa Unión /12	115	1	1.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /12	115	1	10.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Dos – Subestación Villa Unión /12	115	1	9.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Norte – Del Mar /12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /12	115	1	2.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Nogales Aeropuerto – Industrial San Carlos /12	115	1	1.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Portales – Hermosillo Dos /12	115	1	6.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Total			**121.5**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P19-NT1 Terranova Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23	feb-24	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P19-OC2 San José Iturbide Banco 4

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60.0	abr-23	may-25	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	may-25	Occidental
Total			**76.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San José Iturbide Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-23	may-25	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P19-OR3 Suministro de energía en Huatulco y Costa Chica

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.)/30(Cap.)	jun-19	ene-23	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.)/50(Cap.)	jun-19	ene-23	Oriental
Total			**160.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

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	Gerencia de Control Regional
Las Delicias entronque Querétaro I - Querétaro Potencia /23	230	2	172.0	abr-23	jul-23	Occidental
Total			**172.0**			

23/ Obra con cambio de alcance

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	Gerencia de Control Regional
Regiomontano - Ladrillera	115	2	48.0	abr-18	jun-24	Noreste
Total			**48.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-24	Noreste
Lajas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-24	Noreste
Linares MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-24	Noreste
Total			**45.0**			

P16-NO1 El Mayo entronque Navojoa Industrial – Carrizo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-20	sep-23	Noroeste
Total			**1.2**			

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	Gerencia de Control Regional
Puebla Dos Mil entronque Puebla II – Guadalupe Analco (73890)	115	2	0.2	jun-19	ago-22	Oriental
Total			**0.2**			

P19-NO1 Viñedos MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	mar-23	Noroeste
Total			**22.5**			

Proyectos Instruidos de Ampliación de la RNT que modifican sus metas físicas derivadas de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional

En atención a solicitudes de la SENER al CENACE, en donde solicita se realicen los estudios conducentes de aquellos proyectos instruidos, con especial énfasis en los que tienen injerencia en la zona oriente, occidente y sur del país, y que no se encuentran en proceso constructivo, a fin de determinar si con las nuevas condiciones de generación es necesario modificar algunas metas físicas de estos proyectos y en su caso presentar las propuestas de modificación que resulten aplicables; se precisa que el único proyecto instruido que requiere modificaciones en sus metas físicas por las nuevas condiciones operativas de la red al incorporar los proyectos calificados como estratégicos por la SENER por su contribución e implicación en el fortalecimiento de la política energética nacional y que se encuentran relacionados con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, es el proyecto "P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya".

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, se mantuvo en estudio por parte de la SENER. Por consiguiente, para el PAMRNT 2019-2033 se propuso de forma independiente el proyecto "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 2023; el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión. CFE Transmisión reportó al CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta octubre de 2027 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

El proyecto instruido permitía suministrar 1,190 MW de demanda en las Zonas Cancún y Riviera Maya mediante la construcción de la SE Kantenáh con un banco de transformación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad y su red asociada en 400 kV y 115 kV. Adicionalmente, se requería de dos condensadores síncronos de ±250 MVAr instalados en las SE Kantenáh y Balam para mejorar la regulación de voltaje, aumentar la capacidad de corto circuito y la inercia del sistema ya que no se contemplaba la adición de generación ante las limitaciones de suministro de gas natural. La incorporación, en el PIIRCE 2020 – 2034 de los proyectos calificados como estratégicos por la SENER por su contribución e implicación en el fortalecimiento de la política energética nacional y que se encuentran relacionados con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, de las Centrales Eléctricas (CE) Valladolid en 2023 y Mérida en 2024 adicionan 1,558 MW de capacidad instalada neta de generación en la GCR Peninsular en la condición media anual, mejoran la regulación de voltaje, aumentan la capacidad de corto circuito y la inercia del sistema, pero no solucionan la problemática de suministro de las Zonas Cancún y Riviera Maya. Por consiguiente, a continuación, se presenta el estudio detallado para identificar las modificaciones pertinentes al proyecto instruido, contemplando la adición de las dos Centrales Eléctricas para así

poder solventar las problemáticas locales y suministrar la demanda pronosticada de esta región del país.

P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya

Diagnóstico operativo.

Las Zonas Cancún y Riviera Maya conforman la Zona de Operación de Transmisión Cancún (ZOTCNC) y son alimentadas mediante el enlace Valladolid – Cancún, que consta de dos LT en 400 kV que unen a las SE Dzitnup y Riviera Maya, dos LT en 230 kV entre las SE Valladolid y Nizuc/Balam y tres LT en 115 kV entre las SE Tizimín – Popolnáh, Valladolid – Chemax y Valladolid – Tulum. Actualmente el límite máximo de transmisión Valladolid – Cancún está determinado por estabilidad de voltaje en la zona Cancún y tiene un valor de 825 MW.

También, se monitorea el enlace formado por las dos LT Dzitnup – Riviera Maya con para evitar la sobrecarga de la transformación en la SE Riviera Maya, en donde el límite seguro es de 450 MW y se puede aumentar a 550 MW mediante el uso de un Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC).

Adicionalmente, en esa zona se tiene una capacidad instalada de 213 MW de CE con generación turbogás de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab. En la figura 9.5.1 se muestran geográficamente la zona y los límites de transmisión mencionados.

En 2023, se considera que entrará en operación la Central Eléctrica Ciclo Combinado Valladolid con una configuración de dos turbinas de gas y una turbina de vapor y capacidad neta media anual de 1,037 MW. Esta CE se pretende interconectar en la SE Dzitnup en 400 kV, como se muestra en la figura 9.5.2.

Con la entrada del proyecto “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II” se aumenta la capacidad de suministro de 825 MW a 886 MW y con la incorporación de la CE Valladolid, la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún, sin generación turbogás aumenta tan solo a 985 MW, es decir un beneficio aproximado de 100 MW en comparación a la condición sin la CE Valladolid.

Esta problemática, aún con la CE Valladolid, existe debido a que no se tiene suficiente capacidad de transmisión en 400 kV y de transformación entre la red de 400 kV, 230 kV y 115 kV. Por tanto, en la condición de verano de 2024 se tendrían sobrecargas en red completa en los bancos de las SE Riviera Maya, Playa del Carmen y Nizuc. Se estima que con un despacho de 90 % (472.5 MW) de la Central Eléctrica Valladolid III en 230 kV y del 100 % de la CE Valladolid en 400 kV, los enlaces Valladolid – Cancún y Dzitnup Riviera operarían con flujos de 1,214 MW y 775 MW; haciendo que la generación turbogás esté sincronizada como “must-run” para disminuir el flujo por estos enlaces.

No obstante, aun despachando 200 MW de generación turbogás, se alcanzaría un flujo de 1,004 MW y de 619 MW en los

enlaces previamente mencionados; operando en estado de alerta el enlace Valladolid – Cancún y en emergencia el enlace Dzitnup – Riviera Maya. En caso de degradación de la CE Valladolid III en 230 kV, la sobrecarga del enlace Dzitnup – Riviera Maya se acentuaría.

Figura 9.5.1. Diagrama geográfico de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2023 y enlaces de transmisión

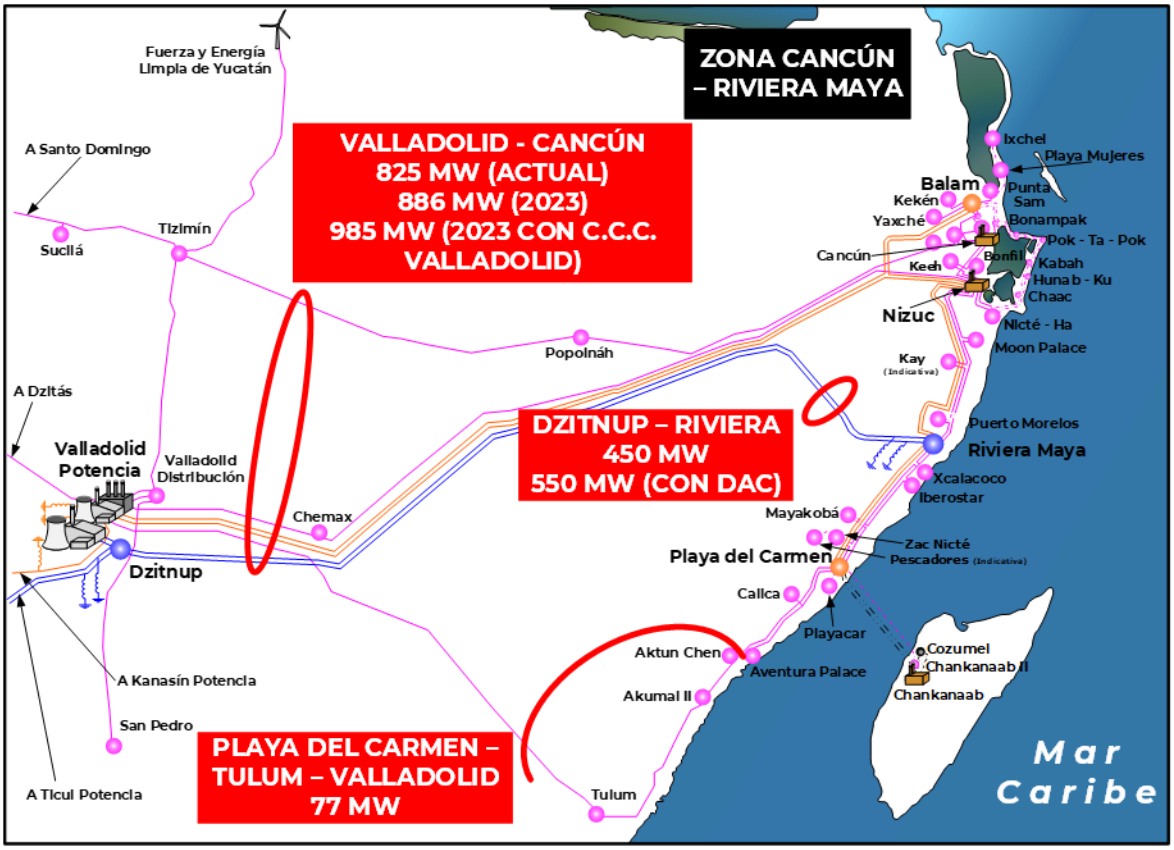
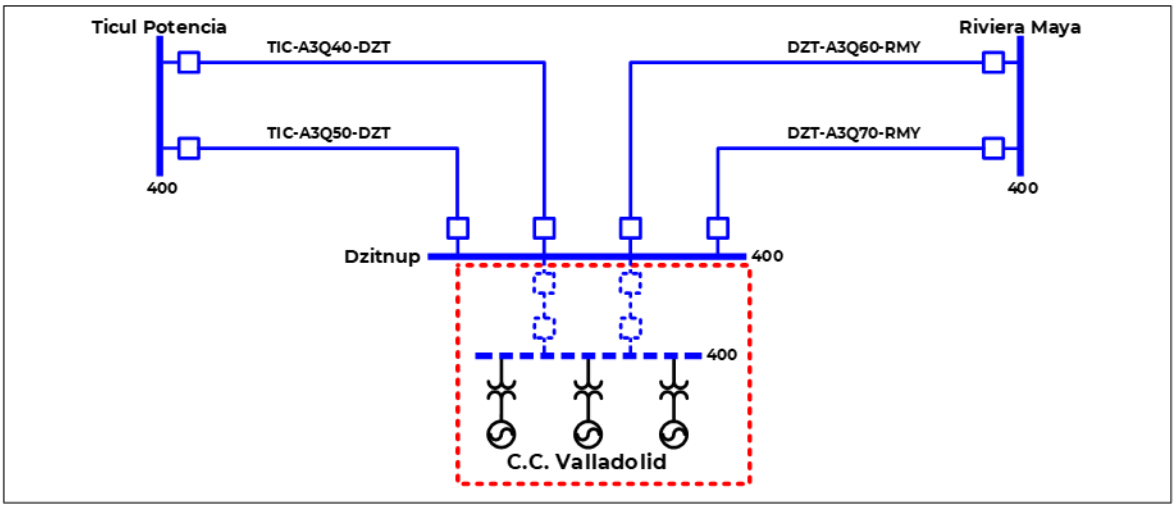


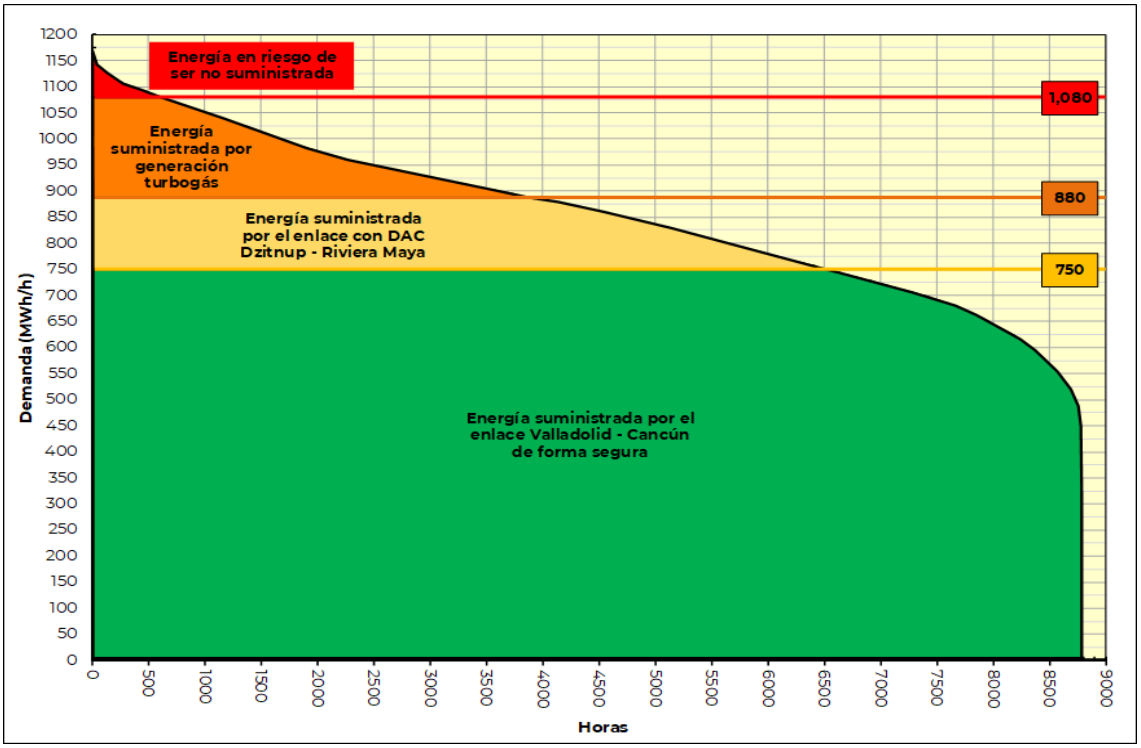
Figura 9.5.2. Red de interconexión asociada a la Central Eléctrica Valladolid



En la figura 9.5.3 se muestra la curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 considerando la CE Valladolid y el despacho de 90 % de la Central Eléctrica Valladolid III. Se observa que a partir de una demanda de 750 MW se tendrá que operar con el DAC del enlace Dzitnup – Riviera Maya armado y en al menos 6,500 horas del año. A partir de una demanda estimada de 880 MW se superaría el umbral del DAC, haciendo necesario el despacho de generación turbogás en aproximadamente 3,900 horas del año. Con demandas superiores a 1,080 MW, aún con el despacho de 200 MW de generación turbogás se superaría el umbral del DAC, es decir que en aproximadamente 600 horas se estaría corriendo el riesgo de dejar de suministrar la demanda en caso de cualquier contingencia y con riesgo de colapso ante la pérdida de uno de los bancos de transformación en la SE Riviera Maya que podría provocar salida en cascada del resto de elementos de transformación.

Como estrategia operativa, la primera alternativa para evitar tener energía no suministrada es aumentar el despacho de la CE Valladolid III en 230 kV al 100 % y si esto no es suficiente, se debe desconectar la CE Valladolid en 400 kV y despachar generación térmica a base de combustóleo en el resto de la GCR Peninsular para no sobrepasar el límite de transmisión Sureste – Escárcega. No obstante, hacer esto reduce la capacidad de transmisión del enlace Valladolid – Cancún a 886 MW, por lo que en la condición de demanda máxima de zona se operaría en estado de emergencia. Una segunda alternativa consistiría en ampliar el monto de carga a interrumpir en el Esquema DAC, es decir, se reduciría la Confiabilidad.

Figura 9.5.3. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid



Adicionalmente, se tiene la problemática de suministro en el corredor turístico Playa del Carmen – Tulum ya que la capacidad máxima con red completa es de 77 MW, cuando la demanda pronosticada es de 87 MW, en 2024. Por lo cual, ante la contingencia de la LT Playa del Carmen – Aktun-Chen se podrían interrumpir un máximo de 34 MW, que representa el 40 % de la demanda, para evitar problemas de estabilidad de voltaje de las SE del corredor y para no operar con voltajes inferiores a 0.95 pu.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales, las previstas para 2024 y altos costos de producción de energía eléctrica de la zona, se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión de Valladolid hacia Cancún y atender el crecimiento de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya; el cual consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Una nueva SE denominada Kantenáh con un banco de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV.

Transmisión:

- Entronque de la LT Dzitnup – A3Q70 – Riviera Maya en la SE Kantenáh con una longitud de 34 km y dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73790 – Aventura Palace en la SE Kantenáh con una longitud de 4 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73R60 – Aktun-Chen en la SE Kantenáh con una longitud de 4 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de la LT Aventura Palace – Punto de Inflexión Aktun-Chen en la SE Aktun-Chen con una longitud de 0.1 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Una nueva LT entre las SE Aktun-Chen y Aventura Palace con una longitud de 1.4 km y conductor subterráneo con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Reemplazo de la LT Aktun-Chen – Akumal II de un circuito por LT de doble circuito con una longitud de 8.2 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de las LT desde el punto de inflexión de los entronques de Kantenáh hacia Playa del Carmen, doble circuito, con una longitud de 14.55 km y conductor de alta temperatura con ampacidad equivalente a conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de una LT Kantenáh – Playa del Carmen en la SE Calica con una longitud de 0.05 km y un conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en SE.
- Cambio de Transformador de Corriente en la SE Puerto Morelos para aumentar la capacidad de transmisión de la LT Riviera Maya – Puerto Morelos a 209 MVA.

Compensación de potencia reactiva:

- Traslado de un banco de reactores con capacidad de 50 MVAr (incluye fase de reserva) de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh en 400 kV.
- Equipo de compensación dinámica mediante un STATCOM con capacidad de ±200 MVAr en la SE Kantenáh en 115 kV.
- Sustitución de banco de capacitores de 15 MVAr por uno de 30 MVAr en la SE Balam en 115 kV.
- Sustitución de banco de capacitores de 9 MVAr por uno de 30 MVAr en la SE Cancún en 115 kV.
- Traslado de banco de capacitores de 15 MVAr de la SE Balam a la SE Bonampak en 115 kV.
- Banco de capacitores de 30 MVAr en la SE Riviera Maya en 115 kV.
- Banco de capacitores de 30 MVAr en la SE Zac Nicté en 115 kV.

Alternativa 2

Transformación:

- Una nueva SE denominada Kantenáh con un banco de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV.

Transmisión:

- Una nueva LT entre las SE Dzitnup y Kantenáh con una longitud de 147 km, estructura de doble circuito, tendido del primero y dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73790 – Aventura Palace en la SE Kantenáh con una longitud de 4 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73R60 – Aktun-Chen en la SE Kantenáh con una longitud de 4 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de la LT Aventura Palace – Punto de Inflexión Aktun-Chen en la SE Aktun-Chen con una longitud de 0.1 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Una nueva LT entre las SE Aktun-Chen y Aventura Palace con una longitud de 1.4 km y conductor subterráneo con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Reemplazo de la LT Aktun-Chen – Akumal II de un circuito por LT de doble circuito con una longitud de 8.2 km y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de las Líneas de Transmisión desde el punto de inflexión de los entronques de Kantenáh hacia Playa del Carmen, doble circuito con una longitud de 14.55 km y conductor de alta temperatura con ampacidad equivalente a conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Entronque de una LT Kantenáh – Playa del Carmen en la SE Calica con una longitud de 0.05 km y un conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en Subestaciones Eléctricas.
- Cambio de Transformador de Corriente en la SE Puerto Morelos para aumentar la capacidad de transmisión de la LT Riviera Maya – Puerto Morelos a 209 MVA.
- Ajuste de relación de transformación de transformadores de corriente en

las SE Riviera Maya y Moon Palace para aumentar la capacidad de transmisión de la LT Riviera Maya – 73930 – Moon Palace a 159 MVA.

Compensación de potencia reactiva:

- Banco de reactores con capacidad de 50 MVAr (incluye fase de reserva) en 400 kV.
- Equipo de compensación dinámica mediante un STATCOM con capacidad de ±100 MVAr en la SE Kantenáh en 115 kV.
- Sustitución de banco de capacitores de 15 MVAr por uno de 30 MVAr en la SE Balam en 115 kV.
- Sustitución de banco de capacitores de 9 MVAr por uno de 30 MVAr en la SE Cancún en 115 kV.
- Traslado de banco de capacitores de 15 MVAr de la SE Balam a la SE Bonampak en 115 kV.
- Banco de capacitores de 30 MVAr en la SE Zac Nicté en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

Descripción de alternativas.

En las figuras 9.5.4 y 9.5.5 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las alternativas propuestas.

Figura 9.5.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

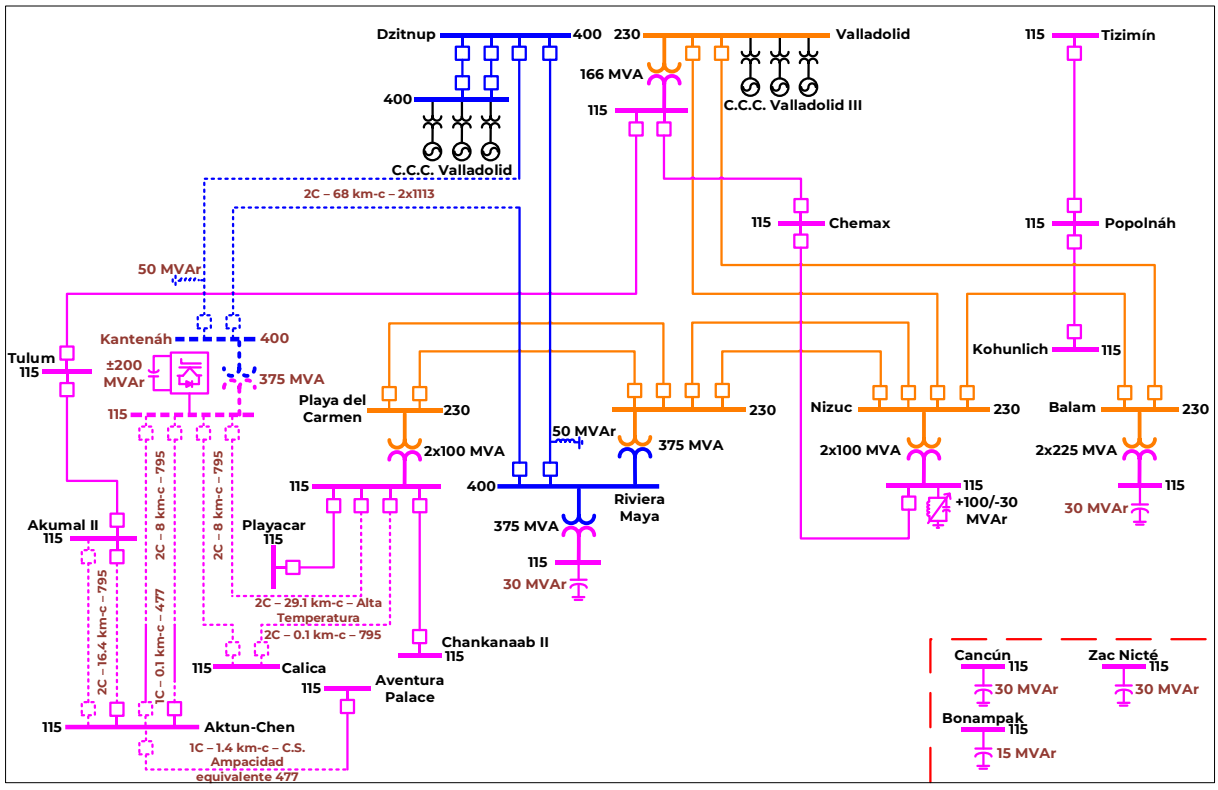
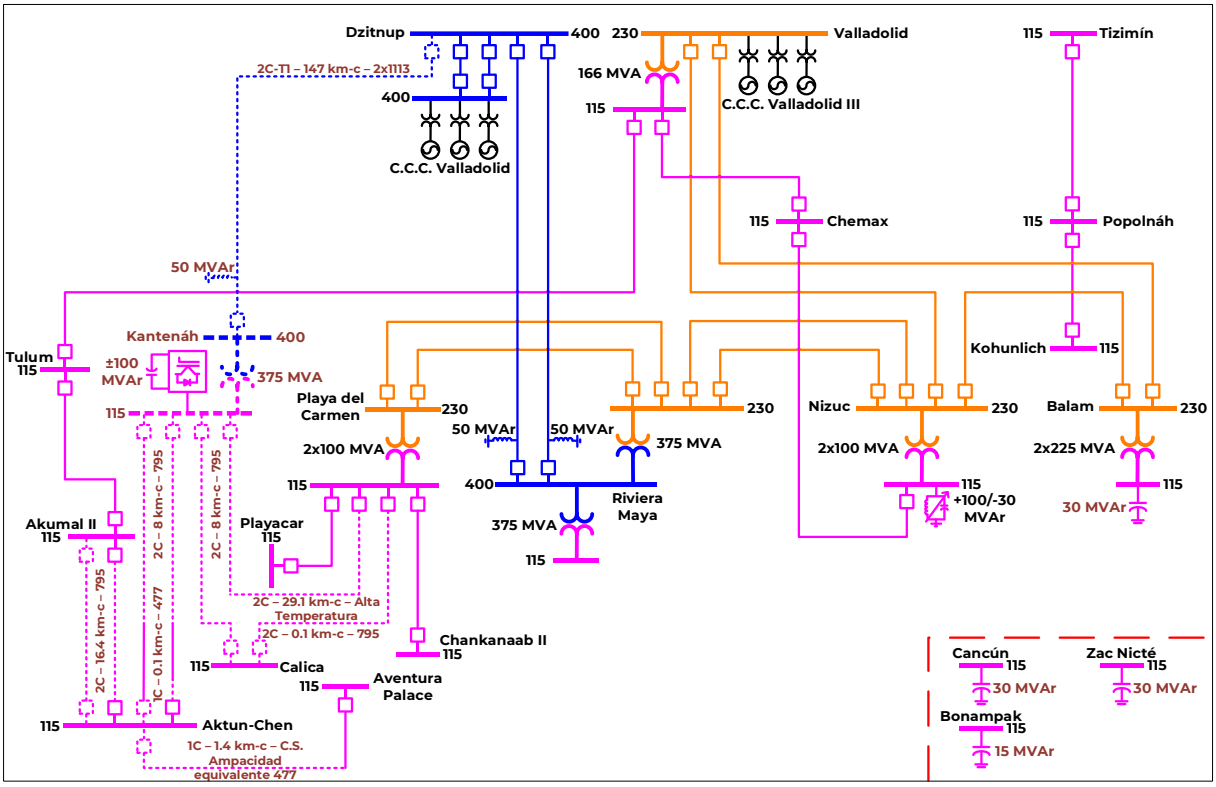


Figura 9.5.5. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **1,925.5 millones de pesos de 2019** (99.96 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 131.1 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 601.6 MVAr de compensación.

Los cuadros 9.5.1 a 9.5.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.5.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	68.0	abr-20	abr-24	463.2
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	28.1
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	28.1
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	abr-24	0.9
Aktun-Chen - Aventura Palace /12	115	1	1.4	abr-20	abr-24	28.9
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	abr-24	89.9
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen /5	115	2	29.1	abr-20	abr-24	21.5
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	abr-24	0.4
Total			**131.1**			**660.9**

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

Cuadro 9.5.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-24	307.6
Total			**500.0**				**307.6**

T. Transformador

Cuadro 9.5.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	abr-24	501.9
Kantenáh MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	abr-24	24.6
Balam MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Cancún MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Bonampak MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-24	5.8
Riviera Maya MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Zac Nicté MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Total			**601.6**			**647.6**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Cuadro 9.5.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh	Alimentador	2	400	abr-20	abr-24	123.7
Kantenáh	Alimentador	4	115	abr-20	abr-24	94.6
Aktun-Chen	Alimentador ampliación	3	115	abr-20	abr-24	47.3
Akumal II	Alimentador ampliación	1	115	abr-20	abr-24	12.8
Calica	Alimentador ampliación	2	115	abr-20	abr-24	25.5
Puerto Morelos	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-24	5.6
Total						**309.5**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **2,686.4 millones de pesos de 2019** (139.45 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 210.1 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 371.6 MVAr de compensación.

Los cuadros 9.5.5 a 9.5.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.5.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Dzitnup - Kantenáh /3	400	2	147.0	abr-20	abr-24	1,303.1
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	28.1
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	28.1
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	abr-24	0.9
Aktun-Chen - Aventura Palace /12	115	1	1.4	abr-20	abr-24	28.9
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	abr-24	89.9
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen /5	115	2	29.1	abr-20	abr-24	21.5
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	abr-24	0.4
Total			**210.1**			**1,500.7**

3/ Tendido del primer circuito
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

Cuadro 9.5.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-24	307.6
Total			**500.0**				**307.6**

T. Transformador

Cuadro 9.5.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	100(Ind.) /100(Cap.)	abr-20	abr-24	357.6
Kantenáh MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-20	abr-24	122.8
Balam MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Cancún MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Bonampak MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-24	5.8
Zac Nicté MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	28.9
Total			**371.6**			**572.7**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Cuadro 9.5.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Dzitnup	Alimentador ampliación	1	400	abr-20	abr-24	57.8
Kantenáh	Alimentador	1	400	abr-20	abr-24	61.9
Kantenáh	Alimentador	4	115	abr-20	abr-24	94.6
Aktun-Chen	Alimentador ampliación	3	115	abr-20	abr-24	47.3
Akumal II	Alimentador ampliación	1	115	abr-20	abr-24	12.8
Calica	Alimentador ampliación	2	115	abr-20	abr-24	25.5
Puerto Morelos	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-24	5.6
Total						**305.4**

Indicadores técnicos y económicos.

En la figura 9.5.6 se presenta la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del enlace Valladolid – Cancún, sin la CE Valladolid y considerando el despacho de 200 MW de generación turbogás. El

límite de transmisión seguro sería de aproximadamente 886 MW en donde para ese año se esperaría un flujo máximo de 1,005 MW, es decir se estaría operando en estado de emergencia previendo la falla de la LT Valladolid – Balam. En la figura 9.5.7 se muestra la curva P-V considerando la adición de la Central Eléctrica Valladolid en donde la contingencia más severa es la falla del banco 400/230 kV en la SE Riviera Maya. El límite de transmisión aumentaría a tan solo 985 MW, es decir un beneficio de 99 MW con respecto a la condición sin este proyecto de generación. Por tanto, en 2024 se requerirá del despacho de generación turbogás para no operar por encima del límite de emergencia de estabilidad de voltaje de 1,115 MW ya que se pronostica un flujo máximo por el enlace Valladolid – Cancún de 1,210 MW.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún hasta 1,212 MW para la Alternativa 1 y hasta 1,227 MW para la Alternativa 2 (Figuras 9.5.8 y 9.5.9). No obstante, ante la contingencia del banco 400/115 kV en la SE Riviera Maya se tendrían sobrecargas superiores al 20 % en el banco de transformación 400/230 kV en la misma Subestación Eléctrica y en la transformación de la SE Nizuc, requiriendo así el despacho de generación turbogás en la condición de demanda máxima, pero evitando cortar carga.

Figura 9.5.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1
(Sin Central Eléctrica Valladolid, sin Proyecto y despachando 200 MW de generación turbogás)

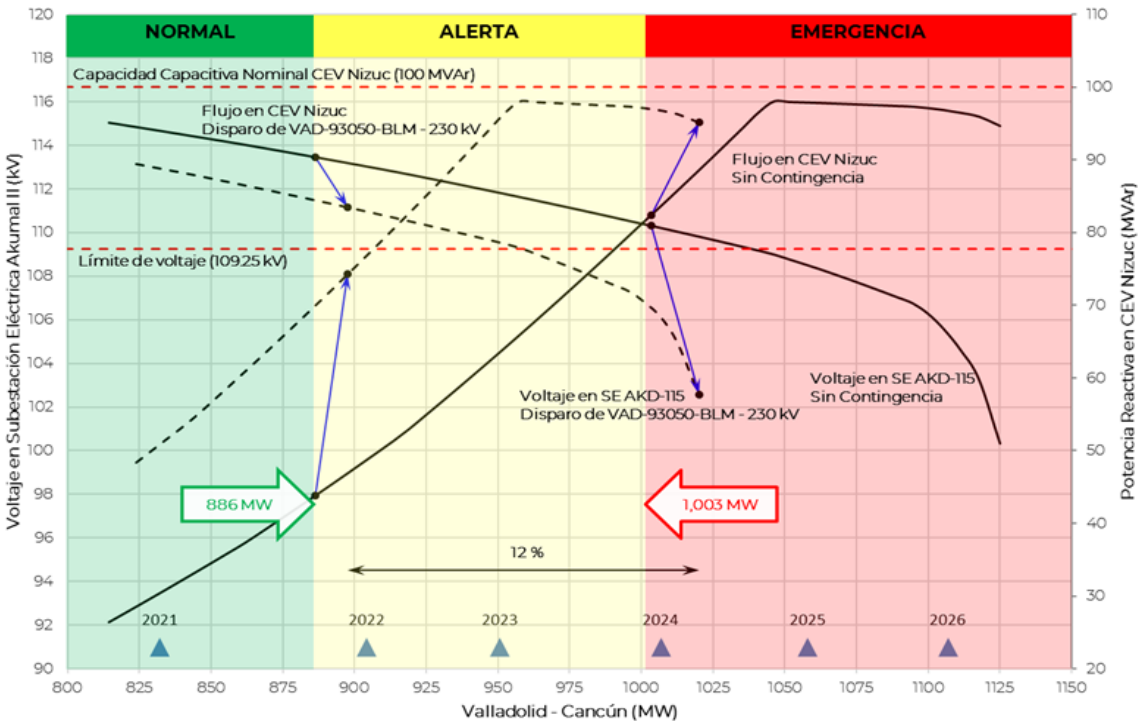


Figura 9.5.7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1
(Con Central Eléctrica Valladolid y sin Proyecto)

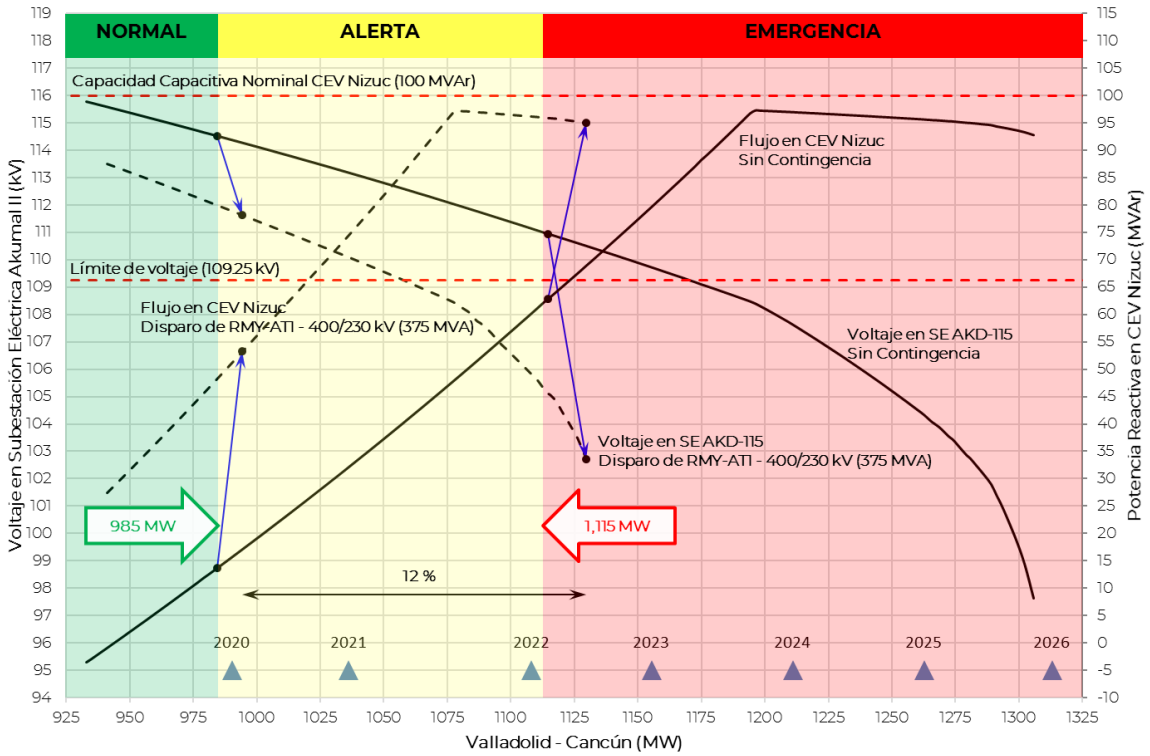


Figura 9.5.8. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1
(Con Central Eléctrica Valladolid y con Alternativa 1)

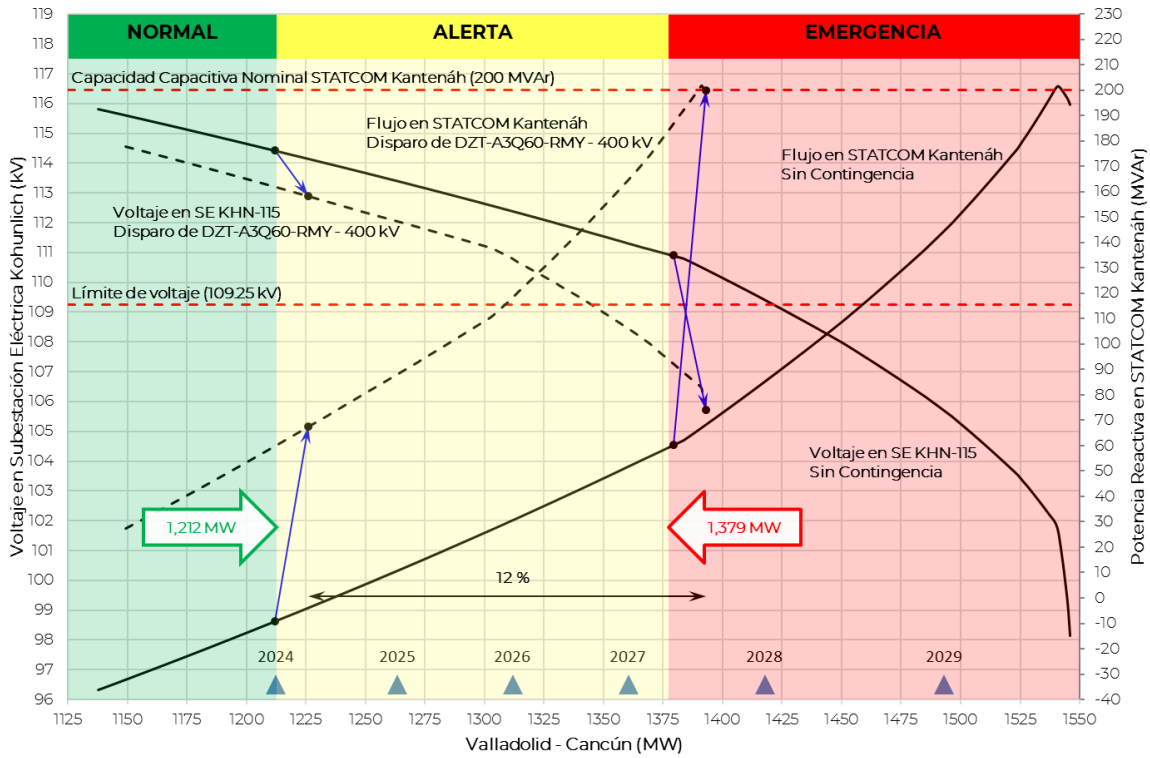
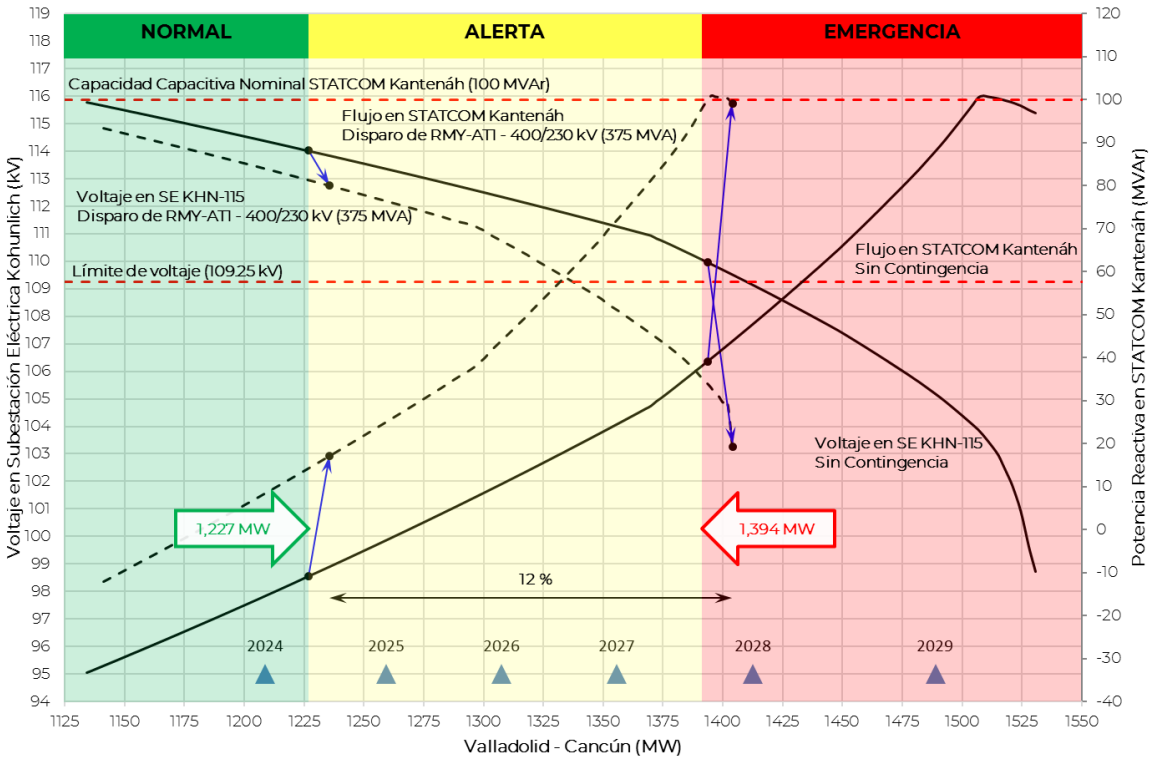


Figura 9.5.9. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 (Con Central Eléctrica Valladolid y con Alternativa 2)



Sin el proyecto, en las figuras 9.5.10 y 9.5.11, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2024 en la red de transmisión de las zonas Cancún y Riviera Maya pre-contingencia y ante la contingencia del banco de transformación 400/115 kV en la SE Riviera Maya, considerando el despacho de 200 MW de generación turbogás. Se puede observar que sería necesario aumentar el monto de carga asignado al Esquema DAC para el enlace Dzitnup – Riviera Maya ya que se estima un flujo por dicho enlace de 619 MW cuando el límite existente es de 550 MW.

Ante la falla del transformador mencionado se tendría que hacer un corte de carga de aproximadamente 176 MW para evitar operar por encima del 20 % de sobrecarga en el banco de transformación 400/230 kV en la misma Subestación Eléctrica y en los bancos de la SE Playa del Carmen. Asimismo, si no actuara el Esquema DAC o ante una eventual falla de éste, se tendría una salida en cascada de elementos, provocando así el colapso de ambas zonas.

Figura 9.5.10. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto)

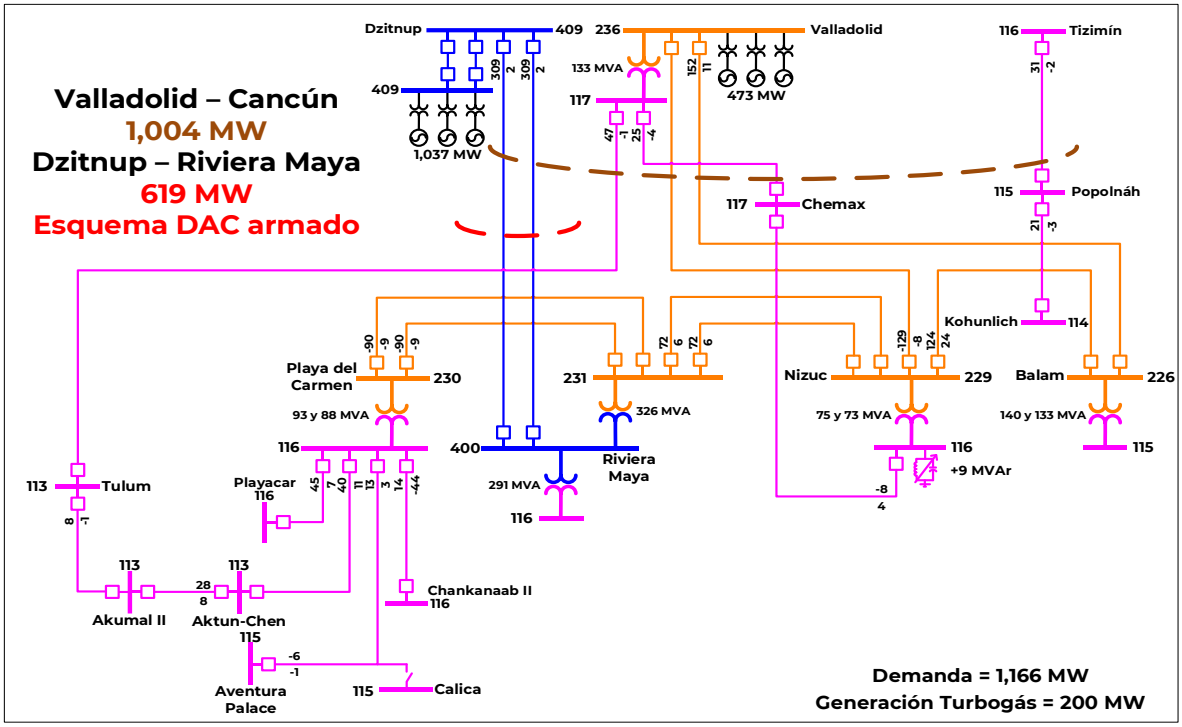
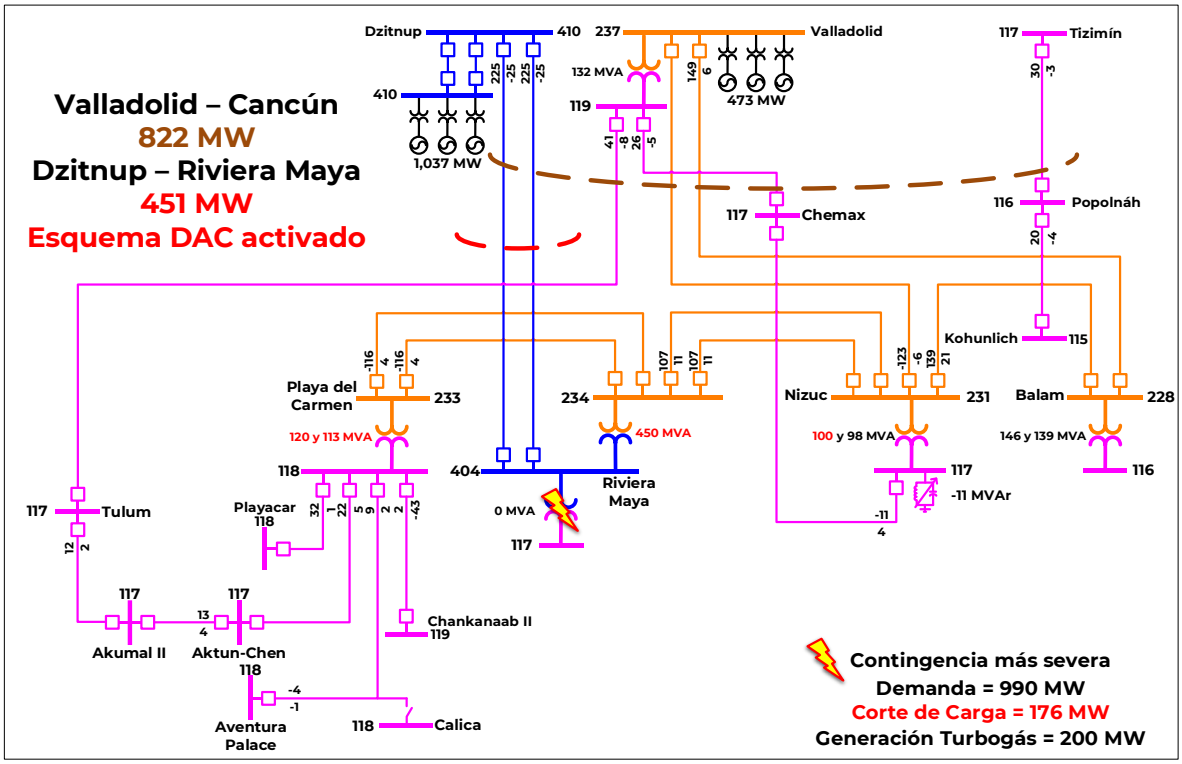


Figura 9.5.11. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto)



En el cuadro 9.5.9 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de LT sin proyecto y sin considerar el despacho de generación turbogás, con el objetivo de evaluar un escenario aún más severo. Se puede observar que ante diversas contingencias se superaría la capacidad limitada a 120 MVA por equipo serie en las SE Iberostar y Xcalacoco.

Cuadro 9.5.9. Cargabilidad de líneas de transmisión en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Generación Turbogás)

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV	120*	66.5 97.2	Caso sin contingencia Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV	120*	74.2 106.0	Caso sin contingencia Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV	120*	78.9 108.0	Caso sin contingencia Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-73R40-Puerto Morelos - 115 kV	120*	79.9 99.6	Caso sin contingencia Salida de LT Riviera Maya-73930-Moon Palace - 115 kV
Puerto Juárez-73680-Balam - 115 kV	120	50.5 90.7	Caso sin contingencia Salida de LT Puerto Juárez-73630-Balam - 115 kV

*Línea de transmisión limitada por equipo terminal en Subestaciones Eléctricas. Límite térmico de tramo aéreo de 209 MVA.

En el cuadro 9.5.10 se muestra el análisis de contingencias para identificar las sobrecargas de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya sin despachar generación turbogás. Se puede observar que los bancos de la SE Playa del Carmen operarían en condición de red completa al 106 % y 100 % de su capacidad y ante contingencia de los elementos mostrados podrían alcanzar valores de carga superiores al 165 %.

También, al no despachar generación turbogás en Nizuc y Cancún, la cargabilidad de los bancos de transformación en la SE Nizuc aumenta de forma considerable, teniendo valores de 101 % y 99 % en condición de red completa y de 148 % ante contingencia de la LT Nizuc – Balam.

De igual forma, los bancos en la SE Riviera Maya operarían al 111 % y 95 % con red completa y hasta 133 % ante contingencia sin considerar la falla del banco paralelo; ya que ante estas contingencias se tendría el colapso de ambas zonas.

Cuadro 9.5.10. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Generación Turbogás)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	72.4	Caso sin contingencia
	123.9	Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	68.6	Caso sin contingencia
	122.3	Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)*	99.3	Caso sin contingencia
	148.0	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	138.0	Salida de Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)*	101.0	Caso sin contingencia
	150.5	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	139.4	Salida de Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)
	121.1	Salida de LT Riviera Maya-73R40-Puerto Morelos - 115 kV
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)*	106.1	Caso sin contingencia
	169.0	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)
	134.3	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
	132.9	Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV
	130.2	Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV
	125.9	Salida de LT Xcalacoco-73R30-Zac Nicté - 115 kV
	122.1	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)*	99.9	Caso sin contingencia
	165.3	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	126.5	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
	125.1	Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV
	122.7	Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)*	111.4	Caso sin contingencia
	132.5	Salida de medio Ciclo Combinado Valladolid III
	124.9	Salida de LT Valladolid-93070-Nizuc - 230 kV
	124.6	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	122.2	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
	121.7	Salida de LT Riviera Maya-73R40-Puerto Morelos - 115 kV
	121.7	Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV
	120.6	Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	95.1	Caso sin contingencia
	105.3	Salida de medio Ciclo Combinado Valladolid III
	103.7	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	102.9	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	102.1	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)

*Para este elemento solo se presentan las contingencias que provocan sobrecargas superiores al 20 %.
Nota: No se presentan las contingencias de Riviera Maya AT1 y T2 ya que producen el colapso de las Zonas Cancún y Riviera Maya sin generación turbogás

En el cuadro 9.5.11 se presentan las problemáticas de bajo voltaje en las Subestaciones Eléctricas del corredor Playa del Carmen – Tulum en donde se tendría el colapso ante las contingencias de las LT Playa del Carmen – Aktun-Chen – Akumal II en 115 kV. De igual forma ante contingencia de la LT Canek – Kohunlich se tendría problemática de colapso de las SE Popolnáh y Kohunlich en la zona Cancún. Adicionalmente, las fallas del Compensador Estático de VAr (CEV) instalado en la SE Nizuc y de la LT Valladolid – Balam producirían que los voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya fueran inferiores a 0.95 pu en la mayoría de las Subestaciones Eléctricas, no obstante, en el cuadro solo se presentan algunas de ellas.

Cuadro 9.5.11. Voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Generación Turbogás)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Riviera Maya (400 kV)	0.98	392.6	Caso sin contingencia
	0.95	379.1	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Akumal II (115 kV)	0.97	111.2	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen y Akumal II-73R50-Aktun-Chen - 115 kV*
	0.92	105.3	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	0.93	106.7	Salida de CEV Nizuc - 115 kV
	0.93	107.1	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid
Tulum (115 kV)	0.97	111.5	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen y Akumal II-73R50-Aktun-Chen - 115 kV*
	0.92	105.6	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid
	0.92	105.8	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	0.93	107.3	Salida de CEV Nizuc - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	0.97	111.7	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73R40-Aktun-Chen*
	0.92	105.8	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	0.93	107.2	Salida de CEV Nizuc - 115 kV
	0.94	108.2	Salida de LT Tulum-73830-Valladolid
Popolnáh (115 kV)	0.99	113.3	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich**
	0.94	107.6	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Kohunlich (115 kV)	0.98	112.4	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich**
	0.91	104.8	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
	0.92	106.6	Salida de CEV Nizuc - 115 kV

* Ante estas contingencias no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las tres SE

** Ante esta contingencia no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las dos SE

Nota: No se presentan las contingencias de Riviera Maya AT1 y T2 ya que producen el colapso de las Zonas Cancún y Riviera Maya sin generación turbogás

Finalmente, el cuadro 9.5.12 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc. La falla de las LT Nizuc – Balam, Valladolid – Nizuc y Valladolid – Balam harían que este elemento se saturara.

Cuadro 9.5.12. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Generación Turbogás)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	76.7	76.7	Caso sin contingencia
		97.6	97.6	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
		97.2	97.2	Salida de LT Valladolid-93070-Nizuc - 230 kV
		95.5	95.5	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV

Nota: No se presentan las contingencias de Riviera Maya AT1 y T2 ya que producen el colapso de las Zonas Cancún y Riviera Maya sin generación turbogás

En las figuras 9.5.12 y 9.5.13 se muestran las condiciones operativas en 2024 en las zonas Cancún y Riviera Maya precontingencia y ante la falla de la LT Nizuc – Balam con la Alternativa 1.

Se puede observar que, para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 % en la transformación de la SE Nizuc, ante contingencia, es necesario

despachar 118 MW de generación turbogás en la Zona Cancún.

En consecuencia, se debe reforzar la red de la Zona Cancún para evitar el despacho de generación turbogás mediante la construcción de la Fase II, que se presentará más adelante en el documento.

Figura 9.5.12. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 1)

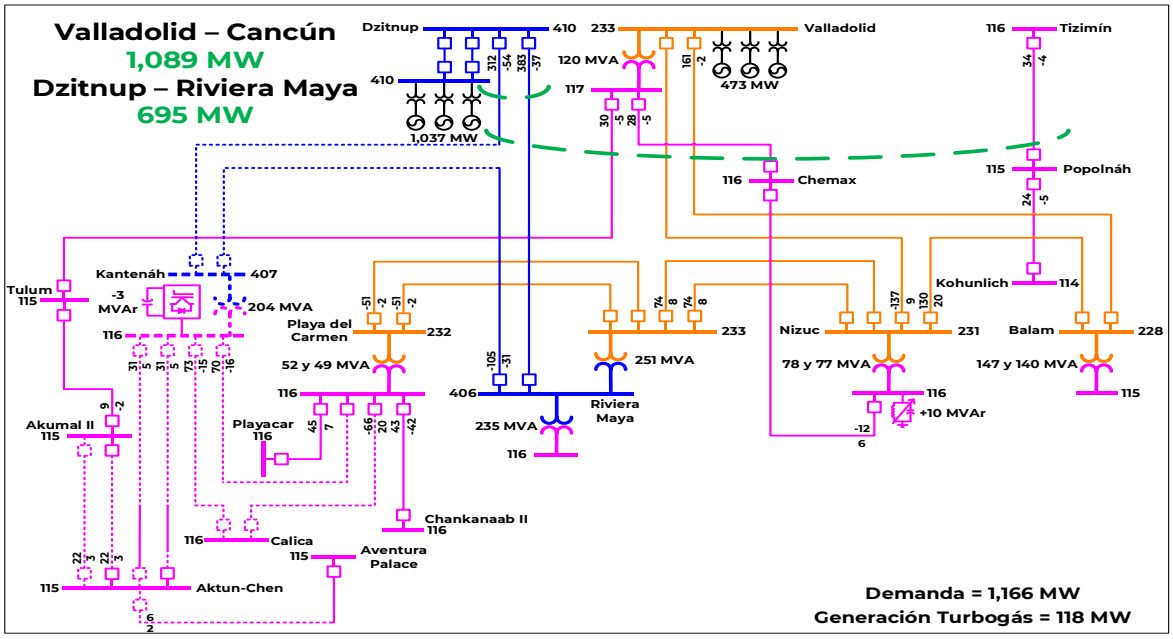
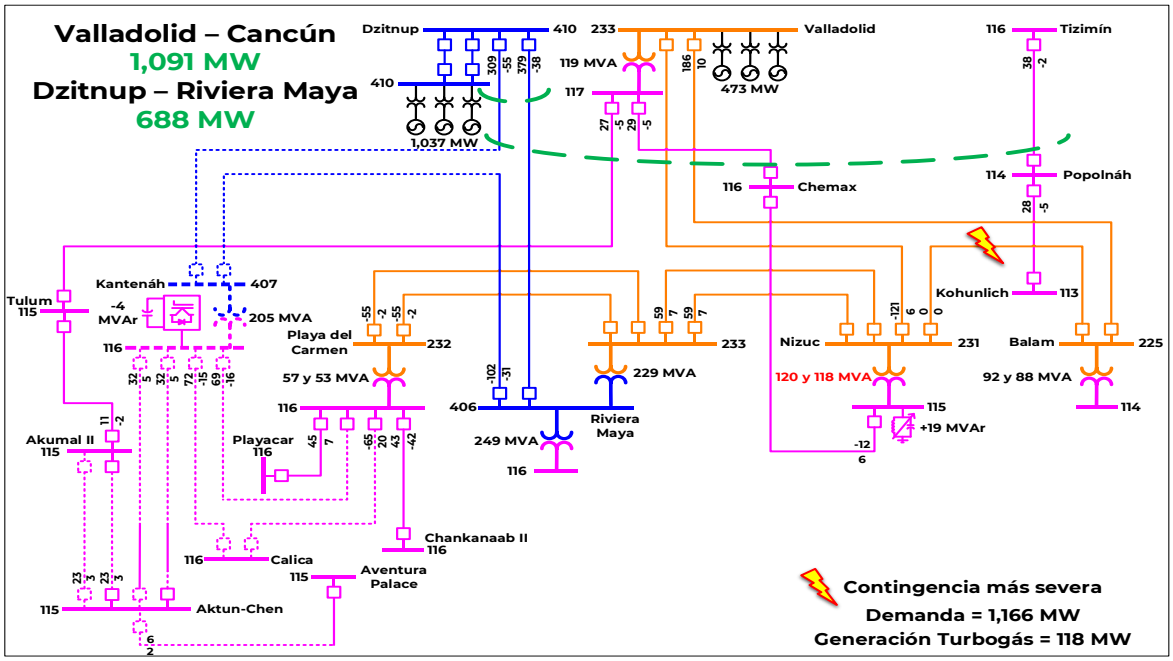


Figura 9.5.13. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 1)



En el cuadro 9.5.13 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la cargabilidad de las Líneas de Transmisión considerando la Alternativa 1 y sin el despacho de generación turbogás. Se puede observar que, ante diversas contingencias, no se tendrían sobrecargas.

Cuadro 9.5.13. Cargabilidad de líneas de transmisión en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1 y sin Generación Turbogás)

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-73R10-Zac Nicté - 115 kV	120*	35.7	Caso sin contingencia
		98.3	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-73930-Moon Palace - 115 kV	120*	61.4	Caso sin contingencia
		97.3	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Puerto Juárez-73680-Balam - 115 kV	120	50.5	Caso sin contingencia
		90.7	Salida de LT Puerto Juárez-73630-Balam - 115 kV

*Línea de transmisión limitada por equipo terminal en Subestaciones Eléctricas. Límite térmico de tramo aéreo de 209 MVA.

En el cuadro 9.5.14 se muestra el análisis de contingencias para identificar la cargabilidad de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya. Se puede observar que la adición de la transformación 400/115 kV en Kantenáh se reducen las sobrecargas en las SE Playa del Carmen y Riviera Maya, aunque aún se tendrían sobrecargas superiores a 20 % en esta última Subestación Eléctrica.

No obstante, la problemática de saturación de los bancos de SE Nizuc, al no despachar generación turbogás en SE Nizuc y Cancún, no es solucionada por este proyecto. La cargabilidad de los bancos de transformación en dicha Subestación Eléctrica sería entre 100 % y 98 % en condición de red completa y de al menos 146 % ante contingencia de la LT Nizuc – Balam.

Cuadro 9.5.14. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1 y sin Generación Turbogás)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	72.4 123.5	Caso sin contingencia Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	68.6 121.8	Caso sin contingencia Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)*	98.0 145.5 135.7 132.3	Caso sin contingencia Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV Salida de Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)*	99.6 148.0 137.1 134.5	Caso sin contingencia Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV Salida de Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	48.1 106.1	Caso sin contingencia Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	45.3 99.9	Caso sin contingencia Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	78.4 121.3 108.6	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA) Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	71.4 110.8	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	58.1 87.2	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

*Para este elemento solo se presentan las contingencias que provocan sobrecargas superiores al 20 %.

En el cuadro 9.5.15 se muestra que la red en 115 kV propuesta soluciona la problemática de colapso de voltaje del corredor Playa del Carmen – Tulum. Sin embargo, el colapso de las SE Popolnáh y Kohunlich aún quedaría pendiente por resolver.

Cuadro 9.5.15. Voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1 y sin Generación Turbogás)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	1.00 1.00	115.2 114.6	Caso sin contingencia Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Tulum (115 kV)	1.00 0.98	115.0 112.9	Caso sin contingencia Salida de LT Akumal II-73840-Tulum - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	1.01 1.00	115.5 114.8	Caso sin contingencia Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Popolnáh (115 kV)	0.99 -	114.2 -	Caso sin contingencia Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
Kohunlich (115 kV)	0.99 -	113.9 -	Caso sin contingencia Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*

* Ante esta contingencia no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las dos SE

Finalmente, el cuadro 9.5.16 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc y del STATCOM Kantenáh. La falla de la LT Valladolid – Balam provocaría que el CEV operara al 84 % de su capacidad. La operación del STATCOM propuesto, además de la aportación de potencia reactiva, sirve para soportar los voltajes transitorios ante contingencias derivados del tipo de carga en la zona, que es principalmente aires acondicionados.

Cuadro 9.5.16. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1 y sin Generación Turbogás)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	49.9	49.9	Caso sin contingencia
		84.4	84.4	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Kantenáh-STATCOM - 115 kV	±200	8.8	4.4	Caso sin contingencia
		83.1	41.6	Salida de LT Dzitnup-A3Q60-Riviera Maya - 400 kV

En las figuras 9.5.14 y 9.5.15 se muestran las condiciones operativas en 2024 en las zonas Cancún y Riviera Maya precontingencia y ante la falla de la LT Nizuc – Balam con la Alternativa 2.

Se puede observar que, para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 % en la transformación de Nizuc, ante contingencia de la LT mencionada, es necesario despachar 124 MW de generación turbogás en la Zona Cancún, es decir 6 MW más que con la Alternativa 1.

Una ventaja de la Alternativa 2 consiste en que las pérdidas en la RNT se disminuyen alrededor de 9 MW en comparación con la Alternativa 1.

Figura 9.5.14. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 2)

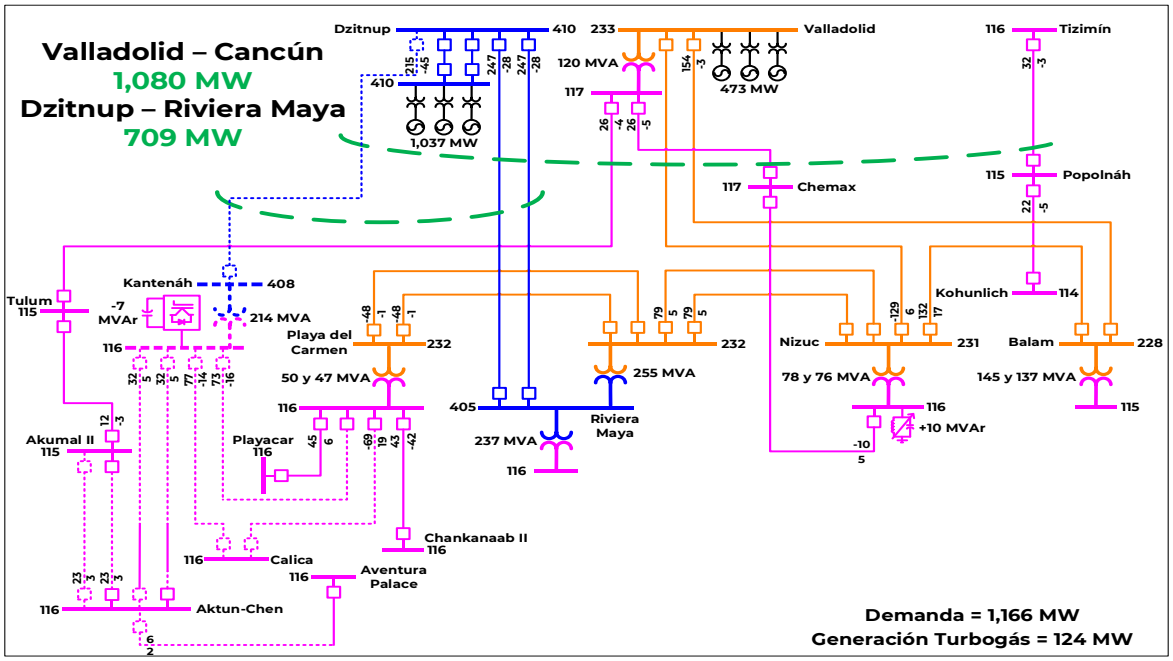
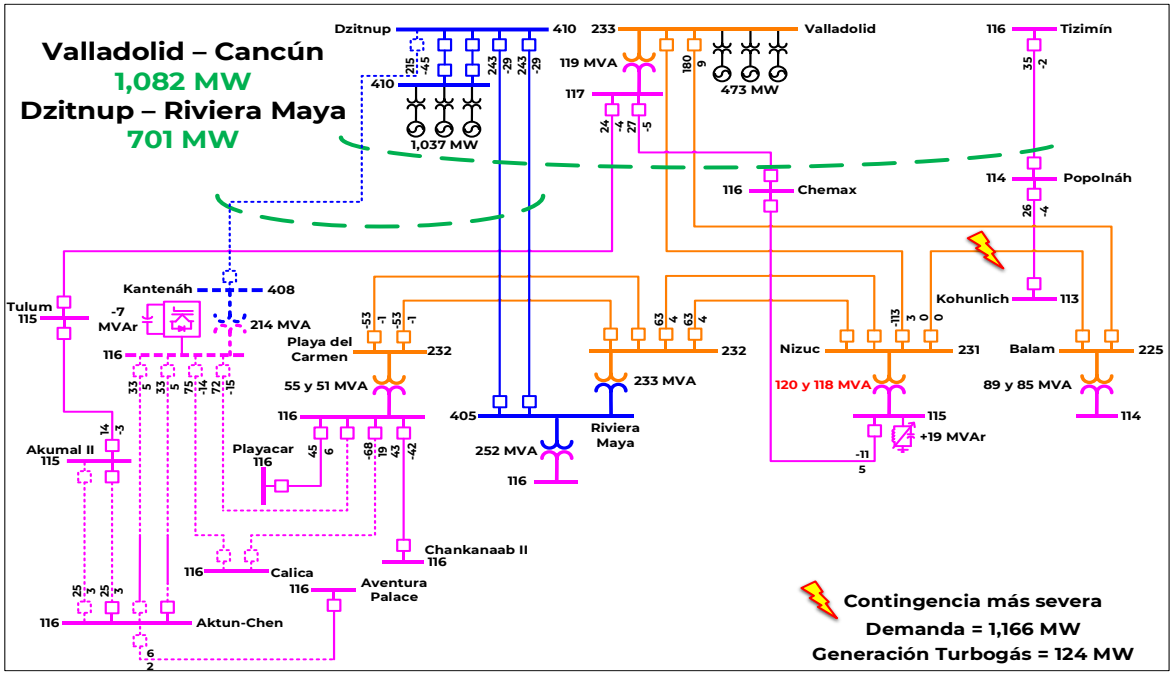


Figura 9.5.15. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 2)



En el cuadro 9.5.17 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la cargabilidad de las Líneas de Transmisión considerando la Alternativa 2 y sin el despacho de generación turbogás. Se puede observar que, ante diversas contingencias, no se tendrían sobrecargas.

Cuadro 9.5.17. Cargabilidad de líneas de transmisión en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2 y sin Generación Turbogás)

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-73R10-Zac Nicté - 115 kV	120*	37.3	Caso sin contingencia
		97.8	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-73780-Moon Palace - 115 kV	120*	51.1	Caso sin contingencia
		90.7	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Puerto Juárez-73680-Balam - 115 kV	120	50.5	Caso sin contingencia
		90.8	Salida de LT Puerto Juárez-73630-Balam - 115 kV
Puerto Morelos-73ET0-Kay - 115 kV	120*	55.1	Caso sin contingencia
		93.1	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

*Línea de transmisión limitada por equipo terminal en Subestaciones Eléctricas. Límite térmico de tramo aéreo de 209 MVA.

En el cuadro 9.5.18 se muestra el análisis de contingencias para identificar la cargabilidad de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya. Se puede observar que la adición de la transformación 400/115 kV en Kantenáh se reducen las sobrecargas en las SE Playa del Carmen y Riviera Maya, aunque aún se tendrían sobrecargas superiores a 20 % en esta última Subestación Eléctrica.

No obstante, la problemática de saturación de los bancos de Nizuc, al no despachar generación turbogás en Nizuc y Cancún, no es solucionada por este proyecto. La cargabilidad de los bancos de transformación en dicha

Subestación Eléctrica sería entre 100 % y 98 % en condición de red completa y de al menos 146 % ante contingencia de la LT Nizuc – Balam.

Cuadro 9.5.18. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2 y sin Generación Turbogás)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	71.8	Caso sin contingencia
	122.5	Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	68.1	Caso sin contingencia
	120.8	Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)*	98.3	Caso sin contingencia
	145.9	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	136.1	Salida de Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)
	134.3	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)*	99.9	Caso sin contingencia
	149.4	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	137.5	Salida de Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)
	136.6	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	120.2	Salida de LT Riviera Maya-73R40-Puerto Morelos - 115 kV
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	44.0	Caso sin contingencia
	106.1	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Kantenáh - 400 kV
	106.0	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	41.5	Caso sin contingencia
	99.9	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Kantenáh - 400 kV
	99.9	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	79.7	Caso sin contingencia
	129.6	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	109.8	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
	109.7	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Kantenáh - 400 kV
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	72.4	Caso sin contingencia
	120.0	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	62.2	Caso sin contingencia
	83.8	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

*Para este elemento solo se presentan las contingencias que provocan sobrecargas superiores al 20 %.

En el cuadro 9.5.19 se muestra que la red en 115 kV propuesta soluciona la problemática de colapso de voltaje del corredor Playa del Carmen – Tulum. Sin embargo, el colapso de las SE Popolnáh y Kohunlich aún quedaría pendiente por resolver.

Finalmente, el cuadro 9.5.20 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc y del STATCOM Kantenáh. La falla de la LT Valladolid – Balam haría que el CEV operara al 86 % de su capacidad.

Cuadro 9.5.19. Voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2 y sin Generación Turbogás)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	1.00	115.3	Caso sin contingencia
	1.00	114.7	Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Tulum (115 kV)	1.00	115.2	Caso sin contingencia
	0.98	113.1	Salida de LT Akumal II-73840-Tulum - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	1.00	115.5	Caso sin contingencia
	1.00	114.9	Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Popolnáh (115 kV)	0.99	114.3	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
Kohunlich (115 kV)	0.99	113.9	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*

* Ante esta contingencia no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las dos SE

Cuadro 9.5.20. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2 y sin Generación Turbogás)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	50.6	50.6	Caso sin contingencia
		85.8	85.8	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Kantenáh-STATCOM - 115 kV	±100	-2.8	2.8	Caso sin contingencia
		31.8	31.8	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Kantenáh - 400 kV

En los cuadros 9.5.21 y 9.5.22 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas. Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, que se debe a mayores beneficios en cuanto a costos de producción y a energía no servida y también tiene un menor costo de inversión.

Cuadro 9.5.21. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.0	281.3	507.5	790.9	83.7	707.2	9.45

Millones de USA $ en VP 2021

Cuadro 9.5.22. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.4	263.1	369.0	634.5	119.1	515.4	5.33

Millones de USA $ en VP 2021

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.5.23 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la red eléctrica prevista en 2024; ambas tienen una ganancia en la capacidad de transmisión del enlace Valladolid – Cancún de 227 MW y 242 MW, respectivamente. Para el enlace Dzitnup – Riviera Maya, el aumento en la capacidad de transmisión es de aproximadamente 230 MW y 200 MW, respectivamente.

Sin embargo, para evitar sobrecargas superiores a 20 % en los bancos de transformación en la SE Nizuc es necesario despachar generación turbogás en la condición de demanda máxima de 2024. Para la Alternativa 1 solo sería necesario sincronizar 118 MW mientras que para la Alternativa 2 se requerirían 124 MW.

En cuanto a Confiabilidad, ambas alternativas permitirán tener una mayor regulación de voltaje en la Zona Riviera Maya en red completa y ante contingencia, y se evitaría dejar de suministrar aproximadamente 176 MW de demanda para 2024 ante la ocurrencia de la falla de los bancos de transformación en la SE Riviera Maya.

También, ambas alternativas solventarían la problemática de colapso de voltaje del corredor turístico Playa del Carmen – Tulum ante contingencia; evitando dejar de suministrar 34 MW en el escenario de demanda máxima.

Cuadro 9.5.23. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Enlace	Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
Valladolid – Cancún	985 MW	1,212 MW	1,227 MW
Dzitnup – Riviera Maya	550 MW (con EAR)	780 MW	750 MW

El cuadro 9.5.24 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Ambas alternativas tienen ventajas y desventajas en cuanto a Confiabilidad para el suministro de la demanda en las zonas Cancún y Riviera Maya, no obstante, la Alternativa 1 tiene un menor costo de inversión y una mayor rentabilidad. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de las zonas Cancún y Riviera Maya.

Cuadro 9.5.24. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa ante mantenimiento en la red de 400 kV	Mayor	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Capacidad de transmisión Valladolid – Cancún	Menor	Mayor
Capacidad de transmisión Dzitnup – Riviera Maya	Mayor	Menor
Requerimiento de generación turbogás	Menor	Mayor
Confiabilidad del suministro ante contingencias dobles en la red de 400 kV (N-2)	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	1,925.5	2,686.4
Relación Beneficio/Costo	9.45	5.33

Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT

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 Código de Red y los requerimientos del *Manual regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*.

En cumplimiento con el criterio P-28 del Código de Red, se presenta en el cuadro 9.6.1 un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la ampliación de la RNT.

Cuadro 9.6.1. Proyectos más importantes identificados de la RNT en el PAMRNT 2020 – 2034

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	Peninsular	P20-PE3	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)	abr-24	2020	Cancún y Riviera Maya / Quintana Roo
2	Noroeste	P20-NO7	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	abr-20 a abr-24	2020	GCR Noroeste / Sonora y Sinaloa
3	Norte	P20-NT2	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	abr-20	2020	Casas Grandes y Moctezuma / Chihuahua
4	Norte	P20-NT1	Soporte de tensión para la región Mesteñas	abr-20	2020	Mesteñas / Chihuahua
5	Noreste	P20-NE1	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	abr-20	2020	Nuevo Laredo / Tamaulipas
6	Oriental	P20-OR3	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	jun-19	2020	San Cristóbal / Chiapas
7	Occidental	P20-OC3	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	abr-20	2020	Guadalajara / Jalisco
8	Noroeste	P20-NO2	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	abr-24	2020	Hermosillo / Sonora
9	Noroeste	P20-NO6	Incremento en la Confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	abr-24	2020	Mazatlán / Sinaloa
10	Baja California Sur	P20-BS2	Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	abr-24	2020	Los Cabos / Baja California Sur

Adicionalmente, en el cuadro 9.6.2 se lista un segundo bloque de proyectos identificados, cuya construcción también es fundamental para atender el suministro de energía eléctrica.

Cuadro 9.6.2. Proyectos identificados de la RNT en el PAMRNT 2020 – 2034

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	P20-OR1	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II	abr-19	2020	Coatzacoalcos y Minatitlán / Veracruz
Occidental	P20-OC1	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	abr-26	2020	Guadalajara / Jalisco
	P20-OC2	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	abr-26	2020	Costa y Zapotlán / Jalisco
	P20-OC4	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	abr-25	2020	San Luis Potosí / San Luis Potosí
Noroeste	P20-NO1	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	abr-24	2020	Peñasco / Sonora
	P20-NO3	Juan José Ríos MVAr	abr-24	2020	Los Mochis y Guasave / Sinaloa
	P20-NO4	Cerro Cañedo MVAr	abr-24	2020	Caborca / Sonora
	P20-NO5	Pericos MVAr	abr-24	2020	Mocorito / Sinaloa
Noreste	P20-NE2	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	abr-23	2020	Matamoros / Tamaulipas
Peninsular	P20-PE1	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	abr-20	2020	Mérida / Yucatán
	P20-PE2	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	abr-23	2020	Ticul y Chetumal / Yucatán y Quintana Roo
Baja California	P20-BC1	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	abr-23	2020	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	P20-BS1	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	abr-24	2020	Los Cabos / Baja California Sur
	P20-BS3	Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	abr-24	2020	Constitución / Baja California Sur

En el cuadro 9.6.3 se presenta los objetivos del proceso de planeación a los que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

Cuadro 9.6.3. Cumplimiento de los objetivos del proceso de planeación de los proyectos identificados en el PAMRNT 2020 – 2034

Proyectos de la RNT	Objetivos de Planeación						
	Asegurar Confiabilidad	Operación con Eficiencia Energética	Soporte al Mercado Eléctrico Mayorista	Incentivar Integración Generación Renovable y Convencional	Satisfacer la Demanda	Reducir Costos del Suministro	Redes Eléctricas Inteligentes
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II	✓	✓			✓	✓	
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	✓	✓			✓	✓	
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	✓	✓			✓	✓	
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	✓	✓			✓	✓	
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	✓	✓			✓	✓	
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	✓	✓			✓	✓	
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	✓	✓			✓	✓	
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	✓	✓			✓	✓	
Juan José Ríos MVAr	✓	✓			✓	✓	
Cerro Cañedo MVAr	✓	✓			✓	✓	
Pericos MVAr	✓	✓			✓	✓	
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	✓	✓			✓	✓	
Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	✓	✓	✓		✓	✓	
Soporte de tensión para la región Mesteñas	✓	✓			✓	✓	✓
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	✓	✓			✓	✓	
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	✓	✓			✓	✓	✓
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	✓	✓			✓	✓	
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	✓	✓			✓	✓	
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	✓	✓			✓	✓	
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	✓	✓			✓	✓	✓
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	✓	✓			✓	✓	
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución		✓	✓	✓	✓	✓	✓

A continuación, para cada uno de los proyectos listados en los cuadros anteriores, se presenta 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 de inversión, así como sus indicadores técnicos y económicos de cada una y una conclusión de la alternativa seleccionada.

Gerencia de Control Regional Oriental

P20-OR1 Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II

Diagnóstico operativo.

Las ciudades de Coatzacoalcos y Minatitlán, al sur del estado de Veracruz, forman parte de la Zona de Carga (ZC) Coatzacoalcos, la cual está compuesta de cargas residenciales, y de cargas industriales, principalmente dedicadas al ámbito petroquímico, plásticos y textiles.

Dichas cargas son suministradas principalmente a través de las SE Chinameca Potencia, Coatzacoalcos II y Minatitlán II, por medio de cuatro bancos de transformación de relación 400/115 kV, dos de 375 MVA en Chinameca Potencia y Coatzacoalcos II y dos de 225 MVA en Minatitlán II.

Actualmente, las Subestaciones Eléctricas Celanese (CLS), Nanchital II (NND) y CryoInfra II (CRX) se encuentran conectadas de forma radial de la SE Minatitlán II (MID) a través de la LT Minatitlán II – 73890 – Celanese/ Nanchital II, mismas que durante 2018 y 2019, han presentado un valor de demanda de hasta 51 MW.

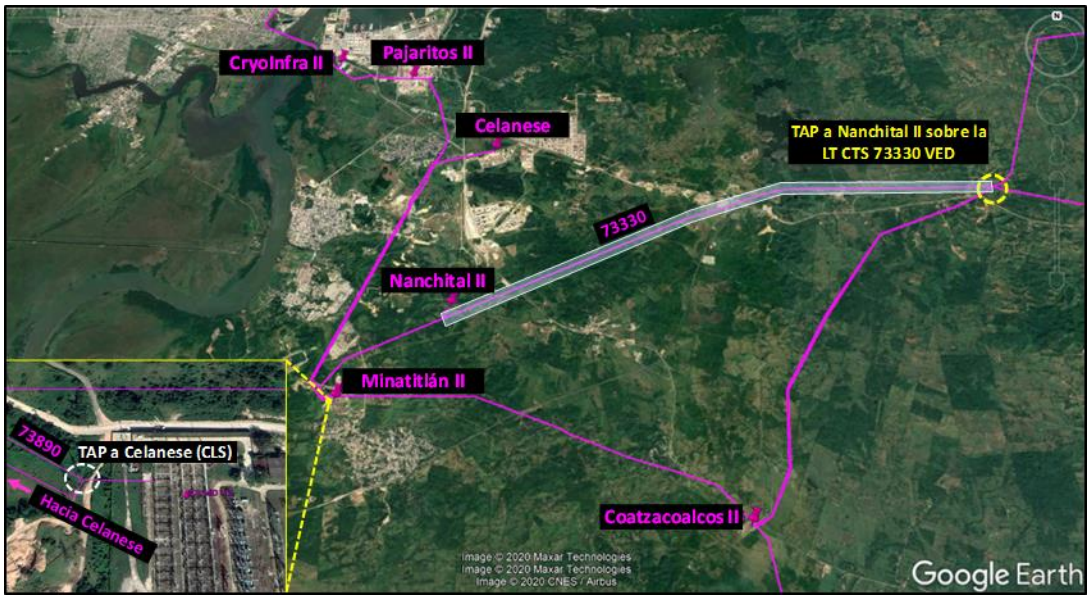
Por otro lado, la SE Nanchital II tiene la opción de alimentarse por medio de una LT conectada en TAP de la línea Coatzacoalcos II (CTS) – 73330 – Venta II (VED) que se encuentra a una distancia aproximada de 13 km, sin embargo, debido a complicaciones tecnológicas para la implementación de un esquema de protección de tres vías y sus costos asociados, el interruptor Nanchital II (73330) de la línea en TAP debe permanecer normalmente abierto. Lo indicado, representa problemáticas en la flexibilidad operativa y el eventual corte en el suministro de carga ante falla de los circuitos radiales.

Adicionalmente, la infraestructura eléctrica en la zona es antigua y se encuentra dañada por las condiciones ambientales, derivado de la alta salinidad por su cercanía al mar, por lo que la red eléctrica es más propensa a tener fallas en su operación.

Como se muestra en el cuadro 9.6.4.1, desde el año 2013 hasta 2019, la LT Minatitlán II – 73890 – Celanese/Nanchital II ha salido de operación por falla permanente alrededor de 20 ocasiones, en la mayoría de los casos, por falla en la derivación a la SE Nanchital II, con afectaciones de carga. Asimismo, la LT Coatzacoalcos II – 73330 – Venta II ha salido de operación en dos ocasiones cuando está se encuentra alimentando la demanda del circuito radial.

Además, en el cuadro 9.6.4.2, se muestran los registros históricos, de ocurrencias de fallas en la LT Minatitlán II – 73890 – Celanese/ Nanchital II en 115 kV desde 2017, se han provocado afectaciones de carga en las SE que están conectadas en forma radial con hasta 120.6 MWh de Energía No Suministrada (ENS). En la figura 9.6.4.2 se muestra diagrama unifilar simplificado de la red eléctrica existente.

Figura 9.6.4.1. Diagrama geográfico asociado a la red eléctrica de la Zona Coatzacoalcos



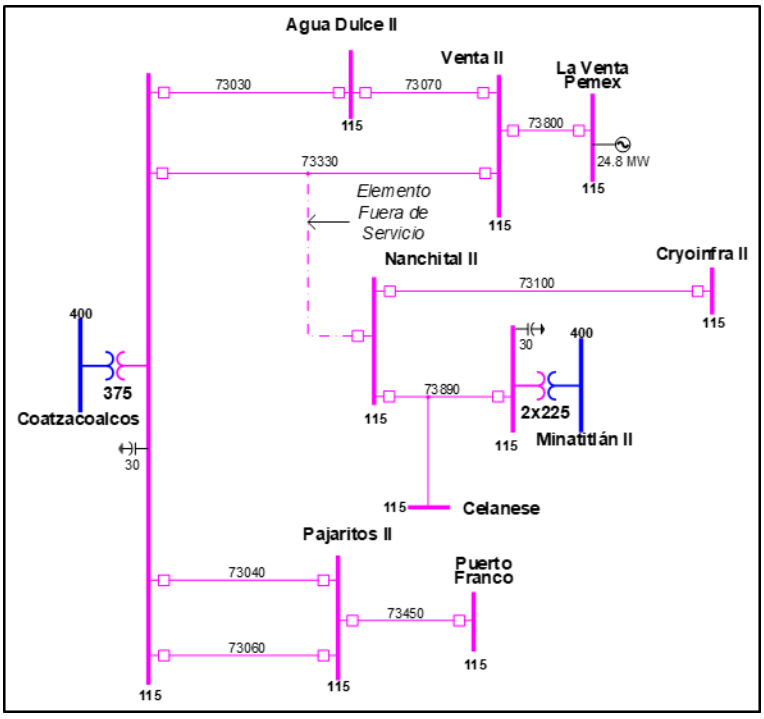
Cuadro 9.6.4.1. Eventos de salidas de operación de líneas de transmisión asociadas a la Subestación Eléctrica Nanchital II

Año	Fallas Registradas	
	Minatitlán II 73890 Nanchital II	Coatzacoalcos 73330 Venta II
2013	1	0
2014	2	0
2015	2	0
2016	3	0
2017	6	1
2018	3	1
2019	3	0
Total	**20**	**2**

Cuadro 9.6.4.2. Energía no suministrada anual en las Subestaciones Eléctricas del circuito radial

Año	Energía No Suministrada (MWh)		
	Nanchital II (NND)	Celanese (CLS)	Cryoinfra (CRX)
2017	3.22	1.25	2.91
2018	5.59	102.45	3.58
2019	0.78	0.0003	0.84
Total	**9.59**	**103.72**	**7.32**

Figura 9.6.4.2. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica existente



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Para mejorar la Confiabilidad y Continuidad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios conectados a las SE Celanese, Nanchital II y CryoInfra II, además de satisfacer el crecimiento natural de la demanda que se presentará para los próximos años, se plantean dos alternativas:

La Alternativa 1 consiste en la construcción de un entronque de doble circuito de aproximadamente 3.6 kilómetros de longitud calibre 795 kcmil, de la SE Nanchital II en 115 kV al cruce con la LT existente Coatzacoalcos II – 73040 – Pajaritos II, sin que se requiera la instalación de bahías adicionales para la conexión a las barras de la Subestación Eléctrica. Con ello se tendrían dos fuentes de suministro eléctrico a las subestaciones que se encuentran alimentadas en forma radial, evitando la afectación de carga en alguna de estas ante contingencia sencilla, mejorando a su vez los perfiles de voltaje en la zona (Calidad de suministro de la energía) y asegurando el suministro del crecimiento de la demanda. Las obras necesarias son:

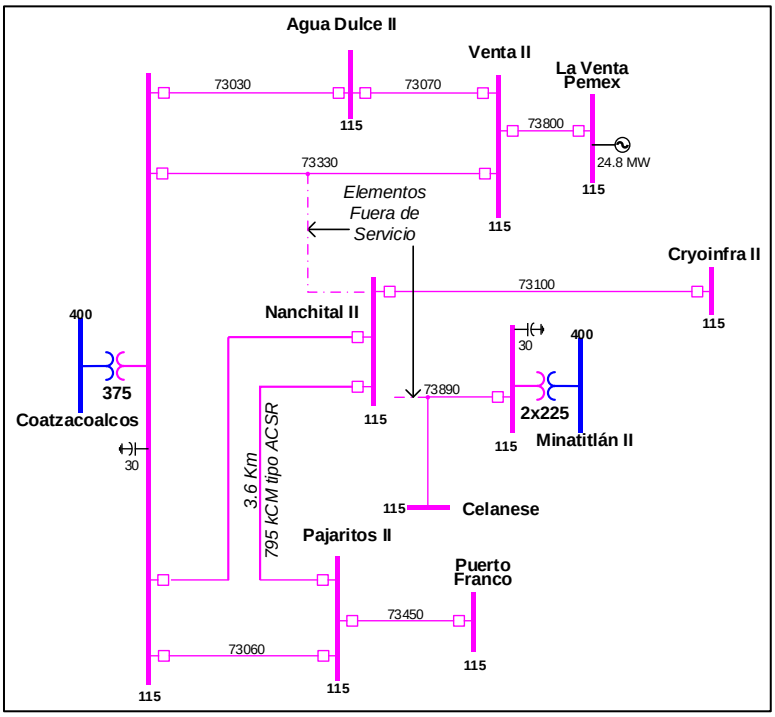
Transmisión:

- Entronque de LT Coatzacoalcos – 73040 – Pajaritos II, de doble circuito, con una longitud de aproximadamente 3.6 km, calibre 795 kcmil, tipo ACSR en 115 kV.
- Inhabilitar 3.6 km de tramo de la LT Minatitlán II – 73890 – Nanchital II, esto es, desde el TAP de Celanese hacia a la SE Nanchital II.
- Inhabilitar TAP hacia SE Nanchital II, que se interconecta en la LT Coatzacoalcos – 73330 – Venta II, con 13 km aproximadamente.

Para la conexión de los nuevos circuitos se utilizan los alimentadores existentes, de las líneas de transmisión que se

deshabilitarán. En la figura 9.6.4.3 se muestra la nueva infraestructura eléctrica propuesta para la Alternativa 1.

Figura 9.6.4.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 1



Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

La Alternativa 2 consiste en la construcción de una subestación de maniobras en 115 kV en el TAP existente que interconecta la LT Coatzacoalcos II – 73330 – Venta II, considerando tres alimentadores de línea.

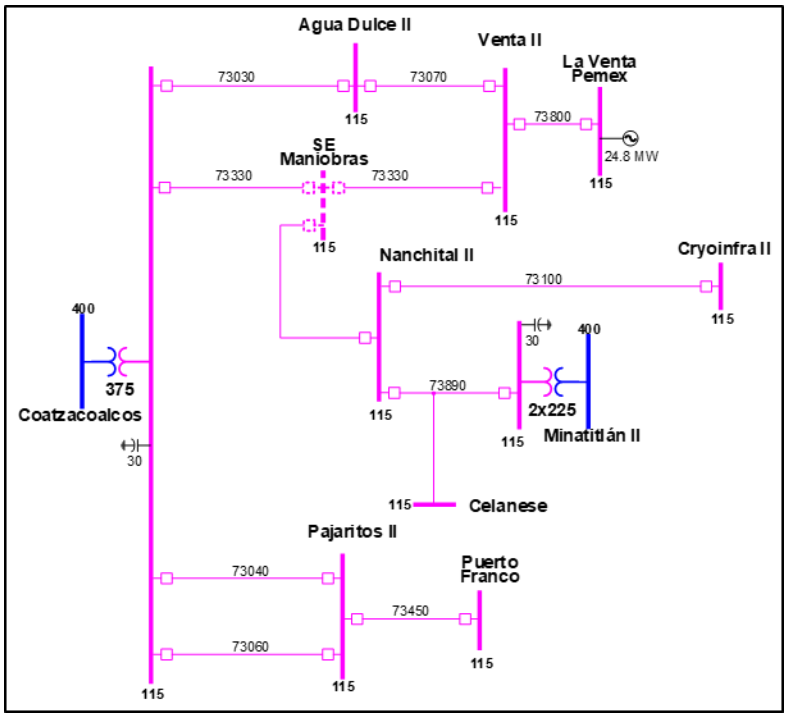
Con ello se tendrían dos fuentes de suministro eléctrico a las SE Celanese, Nanchital II y CryoInfra II, reduciendo la afectación de carga en alguna de estas Subestaciones Eléctricas ante contingencia sencilla, mejorando a su vez los perfiles de voltaje en la zona, asegurando el suministro del crecimiento de la demanda.

Equipamiento en Subestación Eléctrica:

- Subestación de maniobras en 115 kV en el TAP de la LT actual Coatzacoalcos II – 73330 – Pajaritos II, considerando tres alimentadores de línea en 115 kV.

- En la figura 9.6.4.4 se muestra la nueva infraestructura eléctrica propuesta para la Alternativa 1.

Figura 9.6.4.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 2



Resumen de metas físicas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **16.254 millones de pesos de 2019** (0.844 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 7.2 km-c de línea de transmisión, en cuadro 9.6.4.3 se muestra el resumen de metas físicas.

Por otro lado, la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **64.040 millones de pesos de 2019** (3.324 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en una subestación de maniobras con tres alimentadores de línea, en cuadro 9.6.4.4 se muestra el resumen de metas físicas.

Cuadro 9.6.4.3. Obras de Línea de Transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nanchital II entronque Coatzacoalcos – Pajaritos II (73040)	115	2	7.2	abr-19	abr-24	16.3
Total			**7.2**			**16.3**

Cuadro 9.6.4.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nanchital II Maniobras	Alimentador Nuevo	3	115	abr-19	abr-24	64.0
Total						**64.0**

Indicadores técnicos y económicos.

En figuras 9.6.4.5 y 9.6.4.6 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2024 sin proyecto de refuerzo, durante la condición de demanda máxima de zona y ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión, en la cual se observa que se tiene afectación de hasta 54 MW de carga.

Figura 9.6.4.5. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas sin proyecto

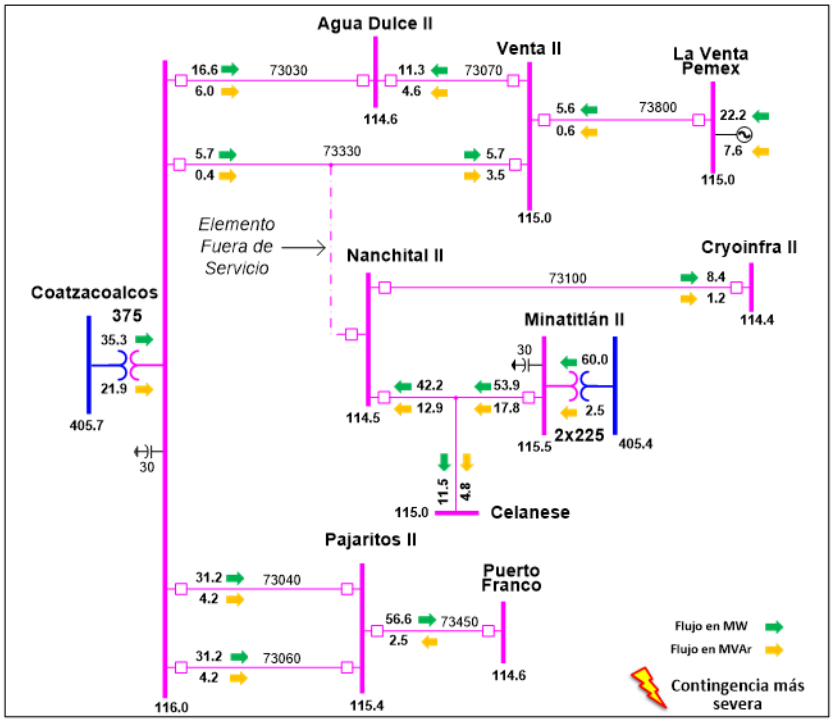
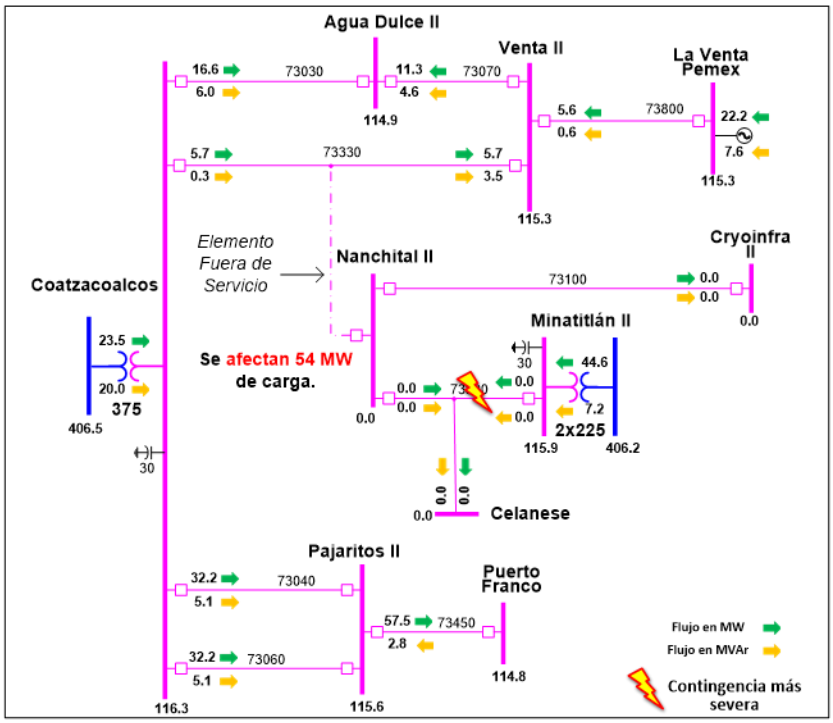


Figura 9.6.4.6. Condiciones operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2024



En las figuras 9.6.4.7 a 9.6.4.10 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2024 con las alternativas de solución 1 y 2, respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la LT más severa no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la red eléctrica de la zona de influencia, sin embargo, con la Alternativa 1 no se tiene afectación de carga en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.6.4.7. Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2024

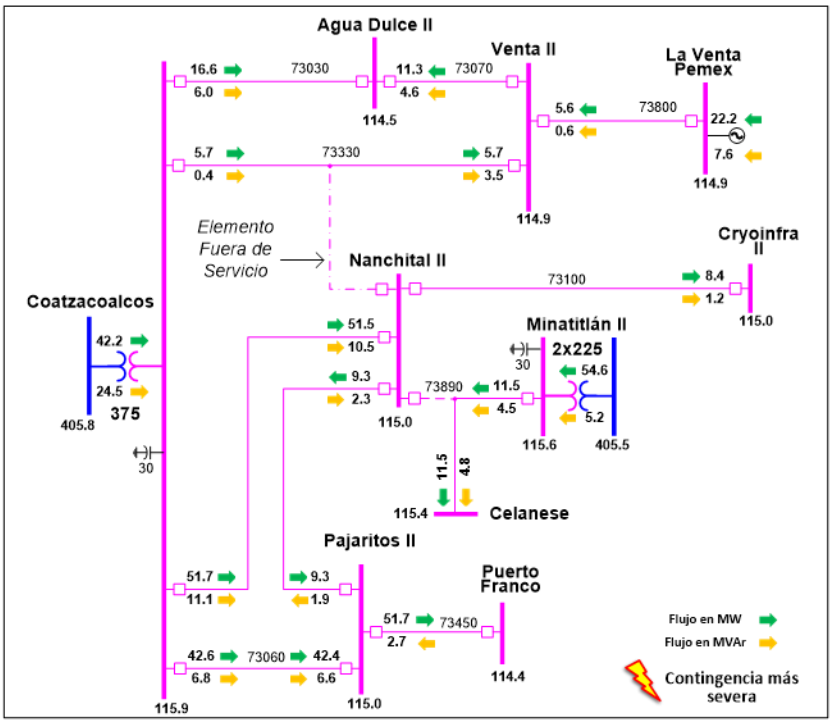


Figura 9.6.4.8. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2024

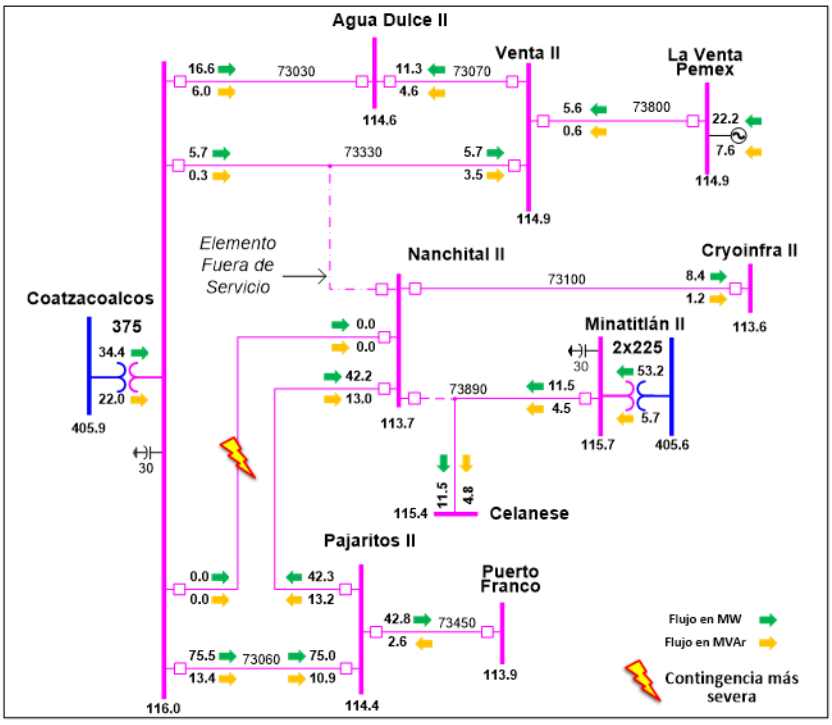


Figura 9.6.4.9. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2024

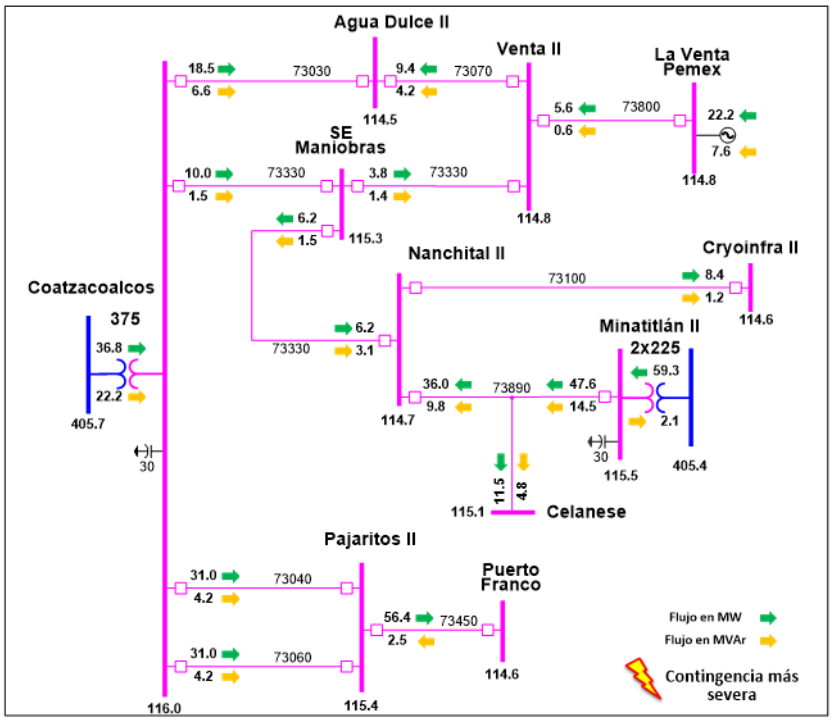
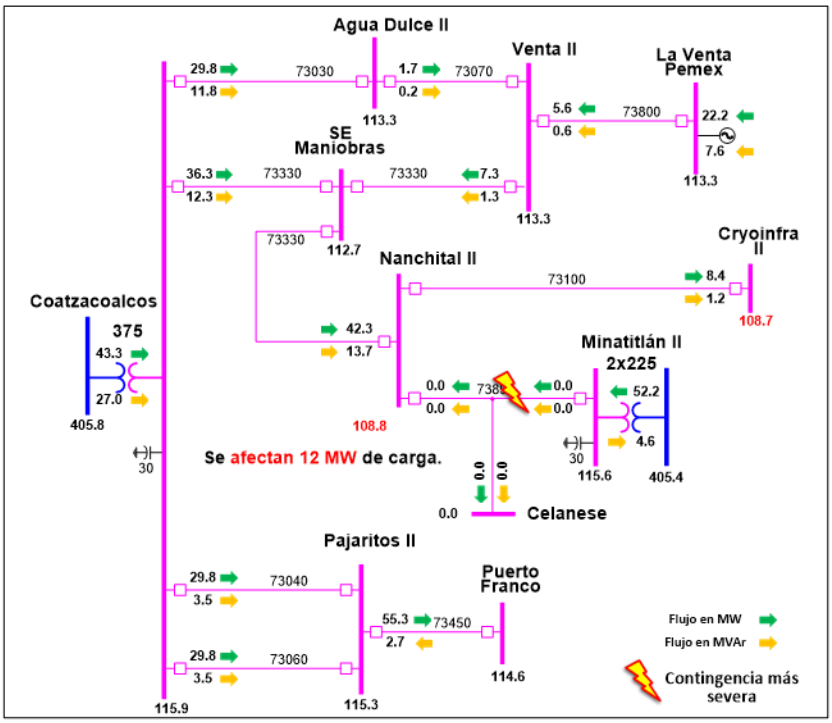


Figura 9.6.4.10. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2024



En los cuadros 9.6.4.5 y 9.6.4.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.4.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
9.03	75.51	84.54	1.26	15.19	83.28	5.48

Cuadro 9.6.4.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	66.28	66.28	4.96	56.35	61.32	1.09

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.4.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas.

Se observa una mejora en la capacidad de suministro de energía considerable en la Zona Coatzacoalcos, con la inclusión de las alternativas.

Cuadro 9.6.4.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	82.9 MW	0.0 MW
Alternativa 1	82.9 MW	77.5 MW
Alternativa 2	84.2 MW	42.3 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.4.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.4.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	16.25	60.04
Relación Beneficio/Costo	5.48	1.09

P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal

Diagnóstico operativo.

La demanda de energía eléctrica de las SE Bochil, Soyaló, San Cristóbal, San Cristóbal Oriente, Acala, Oxchuc y Ocosingo de las Zonas de Carga San Cristóbal y Tuxtla es atendida por red de transmisión en el nivel de tensión de 115 kV mediante las LT Angostura – 73540 – Acala (ANG-73540-AAA) y Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló (MMT-73660-SOY).

En 2019 se ha reportado un flujo de potencia máximo promedio de 120 MW (medición instantánea) hacia las Subestaciones Eléctricas mencionadas (a través de los enlaces 73540 y 73660).

Asimismo, la red eléctrica asociada en el nivel de tensión de 115 kV está compuesta por circuitos con una longitud considerable entre el punto de suministro y la carga de 144 km aproximadamente, esto es, entre las SE Manuel Moreno Torres y Ocosingo. Esta condición de topología eléctrica provoca que se presenten problemas de voltajes por debajo del valor operativo seguro (deficiencia en la calidad de energía).

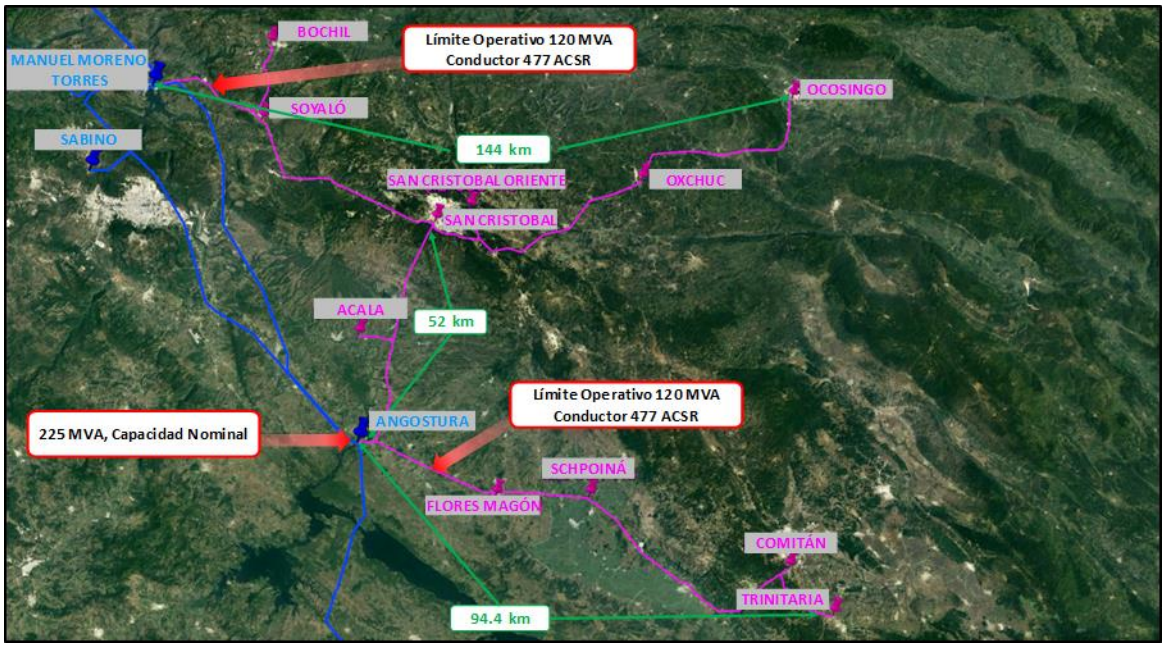
Ante esta condición existente y durante la eventual contingencia sencilla de alguno de las dos líneas de transmisión de suministro, surge la posibilidad de perder la totalidad de la demanda eléctrica. En caso de no realizar la desconexión de parte de la carga suministrada, se puede presentar daño total o parcial del cable conductor de la LT que quede en servicio, debido a que se supera tanto su límite operativo (120 MVA) como el límite térmico del conductor (131 MVA).

Por otro lado, el Transformador T6 de la SE Angostura (ANG-T6) de relación de transformación 400/115 kV y 225 MVA de capacidad, alimenta la demanda de las zonas de distribución San Cristóbal, Tapachula y Tuxtla Gutiérrez (En conjunto con la transformación instalada en Manuel Moreno Torres y El Sabino), por lo que es una de las principales fuentes de suministro de energía para el estado de Chiapas. En la actualidad, este transformador se encuentra operando con valores cercanos a su capacidad nominal de 225 MVA. En 2019 registraron mediciones históricas de hasta 210 MW de carga, lo cual representa el 93% de su capacidad, por lo que, considerando el crecimiento en la zona, dicho Transformador alcanzará el 100% de su capacidad nominal durante la demanda máxima en la región para 2025.

Adicionalmente, se espera que la contingencia sencilla de la LT Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló provoque que el transformador en Angostura (T6) se cargue por arriba de su capacidad nominal, poniendo en riesgo el suministro de energía eléctrica ocasionado por el eventual disparo de este elemento por acción de protecciones eléctricas (sobrecarga), con posibles afectaciones del servicio en ciudades como San Cristóbal de las Casas, Comitán y Ocosingo, así como las poblaciones de Bochil, Soyaló, Acala, Oxchuc, Teopisca, Venustiano Carranza, Las Rosas, Las Margaritas, La Trinitaria, entre otras.

En la figura 9.6.5.1 se muestra el diagrama geográfico de la red eléctrica de las zonas de interés para el proyecto.

Figura 9.6.5.1. Diagrama geográfico de la red eléctrica en las zonas de interés para el proyecto



En las figuras 9.6.5.2 y 9.6.5.3 se muestran las mediciones históricas de flujo de potencia eléctrica de las LT Angostura – 73540 – Acala y Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló (medición instantánea), en donde se observa para 2019 que el límite de capacidad ante contingencia sencilla ya se encuentra superado durante 42 Horas (2 días al año) y se realiza una proyección de demanda con estas mediciones para el año 2025, estimando que se superará el límite durante 815 horas (34 días al año).

En lo que respecta al banco de transformación Angostura (T6), se observa que en 2019 ya se encuentra operando en 94 % de su capacidad y considerando el crecimiento estimado en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones vigente, se espera que se encontrará operando a su capacidad nominal para 2025.

Figura 9.6.5.2. Registro histórico de flujo de potencia por las líneas de transmisión 73540 y 73660, durante 2019 y proyectado a 2025 (medición instantánea)

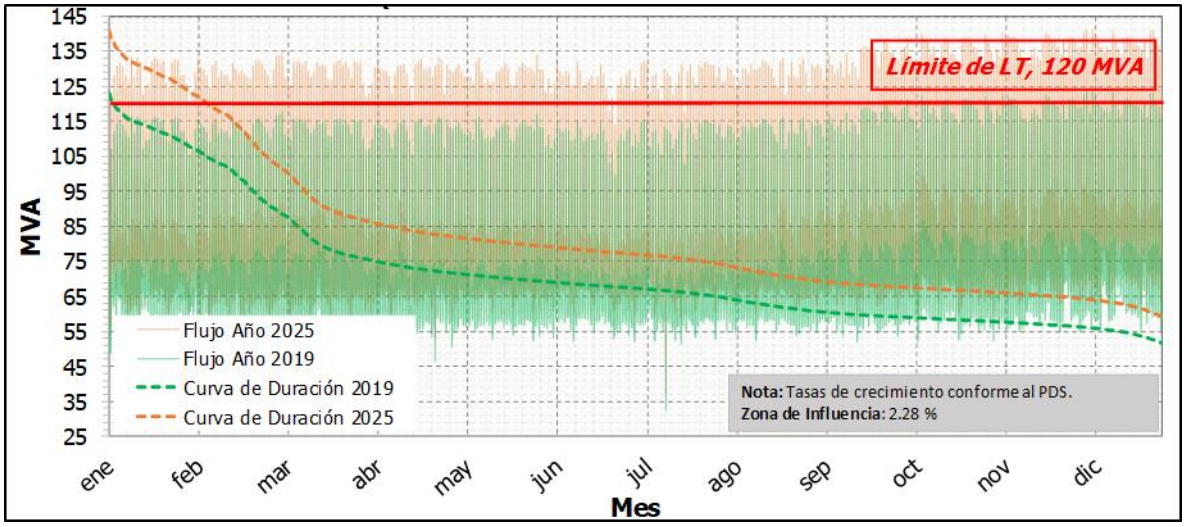
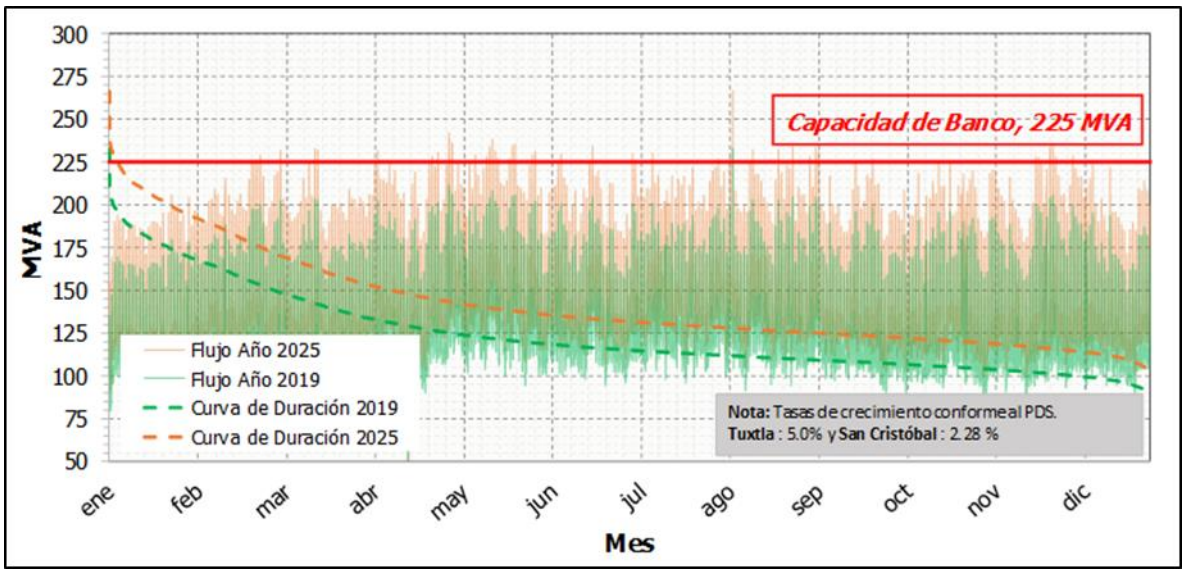


Figura 9.6.5.3. Registro histórico de carga en el Transformador T6 de Angostura 2019 y proyectado a 2025 (medición instantánea)



En el cuadro 9.6.5.1 se muestra el histórico de la ocurrencia de fallas en la red eléctrica de 115 kV de las líneas de transmisión asociadas al suministro de energía en Subestaciones Eléctricas de la zona San Cristóbal.

Cuadro 9.6.5.1. Eventos de Disparos (con y sin afectación de demanda) en red de 115 kV.

Años	Evento Disparo de Línea de Transmisión	Carga Afectada
2016	Angostura – 73540 – Acala	Sin Afectación
	Acala – 73A00 – San Cristóbal	Sin Afectación
2017	Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló	9.1 MW
	Angostura – 73540 – Acala	Sin Afectación
	Acala – 73A00 – San Cristóbal	Sin Afectación
2018	Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló	4.4 MW
	Soyaló – 73S10 – San Cristóbal	Sin Afectación
	Angostura – 73540 – Acala	Sin Afectación
2019	Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló	8.8 MW
	Angostura – 73540 – Acala	Sin Afectación
2020	Manuel Moreno Torres – 73660 – Soyaló	8.89 MW

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Tal como se ha descrito la problemática presentada, se requiere resolver dos temas principales que afectan el suministro en la red de estudio, el primero es la saturación de red eléctrica en 115 kV y el segundo es la saturación de la capacidad de transformación hacia 115 kV en la SE Angostura en el corto plazo. Para ello se plantean dos alternativas con beneficios a las zonas de San Cristóbal y Tuxtla Gutiérrez.

La Alternativa 1 consiste en la construcción de una LT en 115 kV y el incremento en capacidad de transformación de relación 400/115 kV. Las obras son las siguientes:

Transmisión:

- LT de doble circuito tendido del primero, de un conductor por fase, calibre 795 kcmil tipo ACSR, aislado y operado en 115 kV, de 65 km de longitud aproximadamente desde la SE Manuel Moreno Torres hacia San Cristóbal Oriente.

Transformación:

- Sustitución del banco de transformación en la SE Angostura (T6) por uno de 375 MVA de capacidad, compuesto por cuatro transformadores monofásicos de relación 400/115 kV y 125 MVA de capacidad (incluye fase de reserva), con cambiador de tap bajo carga de 23 posiciones.

Equipamiento en Subestación Eléctrica:

- Un alimentador de línea en SE Manuel Moreno Torres en el nivel de tensión de 115 kV.
- Un alimentador de línea en SE San Cristóbal Oriente en el nivel de tensión de 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2019.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

La Alternativa 2 consiste en la construcción de nuevos circuitos en 115 kV y 400 kV, así como equipo de

transformación adicional en la SE San Cristóbal Oriente, se describen las obras:

Transmisión:

- LT de un circuito de dos conductores por fase, calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislado y operado en 400 kV, de 45 km de longitud aproximadamente, que enlace la SE Angostura hacia San Cristóbal Oriente.
- LT de doble circuito de un conductor por fase, calibre 477 kcmil tipo ACSR, aislado y operado en 115 kV, de 14 km de longitud aproximadamente desde la SE San Cristóbal a San Cristóbal Oriente. Se realiza una reconfiguración interconectando el circuito Soyaló – San Cristóbal a uno de los nuevos circuitos quedando la trayectoria Soyaló - San Cristóbal Oriente y el segundo nuevo circuito interconecta las SE San Cristóbal a San Cristóbal Oriente.

Transformación:

- Banco de transformación de 375 MVA de capacidad, compuesto por cuatro transformadores monofásicos de relación 400/115 kV y 125 MVA de capacidad (incluye fase de reserva), con cambiador de tap bajo carga de 23 posiciones, en la SE San Cristóbal Oriente.

Equipamiento en Subestación Eléctrica:

- Dos alimentadores de línea para SE San Cristóbal Oriente (1) y SE Angostura (1) en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores de línea en SE San Cristóbal Oriente en el nivel de tensión de 115 kV.

Descripción de alternativas.

Las figuras 9.6.5.4, a 9.6.5.6 muestran los diagramas unifilares simplificados de la red eléctrica existente y la inclusión de las alternativas de solución.

También se observa el resultado de la propuesta de reconfiguración de circuitos en 115 kV para la Alternativa 2.

Figura 9.6.5.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica existente

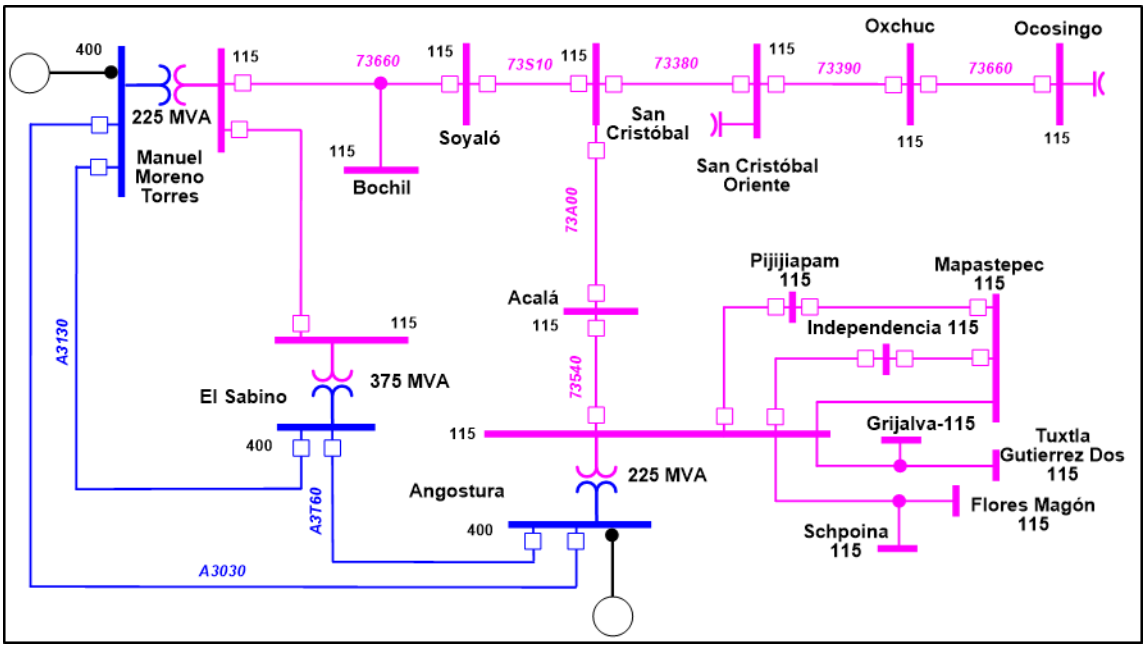


Figura 9.6.5.5. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 1

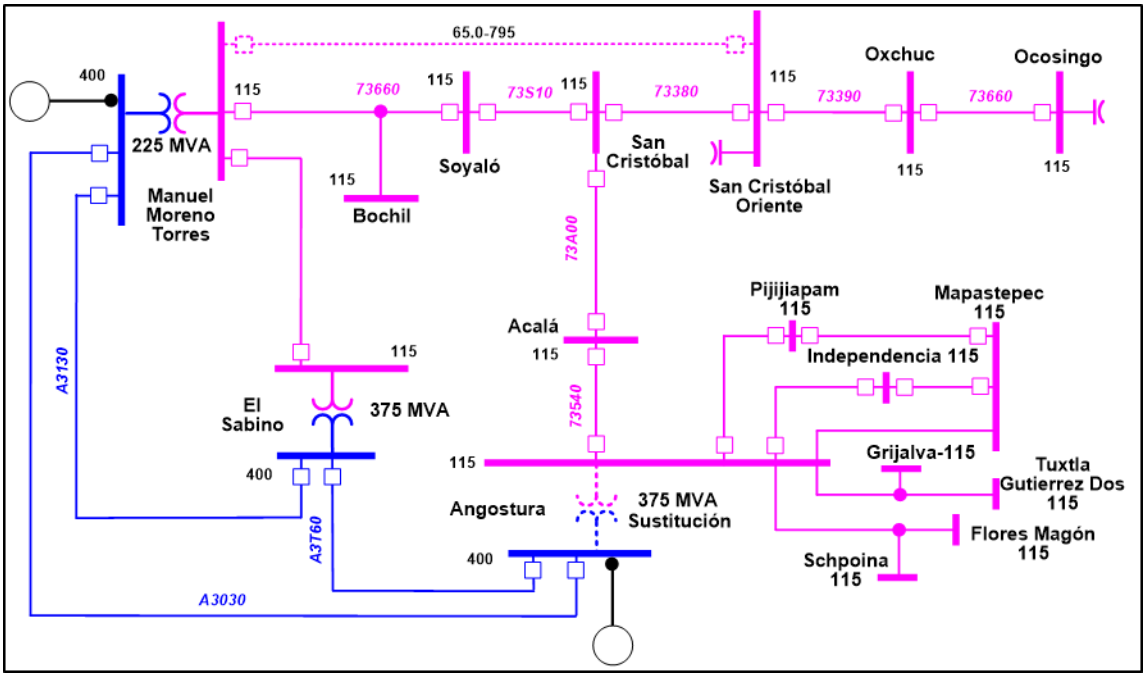
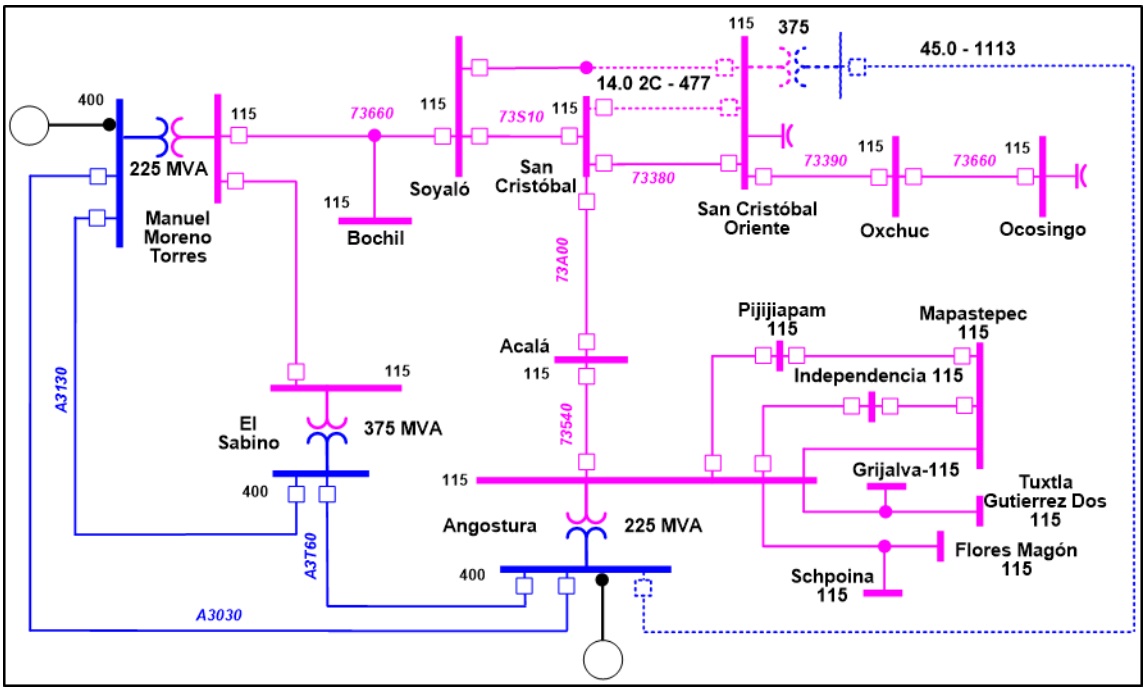


Figura 9.6.5.6. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 2



Resumen de metas físicas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **498.0 millones de pesos de 2019** (25.852 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 65 km-c de línea de transmisión en 115 kV y 500 MVA de capacidad de trasformación, en cuadros 9.6.5.2 a 9.6.5.4 se muestra el resumen de metas físicas.

Por otro lado, la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **781.1 millones de pesos de 2019** (40.546 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste 73 km-c de línea de transmisión en 115 y 400 kV y 500 MVA de capacidad de trasformación, en cuadros 9.6.5.5 a 9.6.5.7 se muestra el resumen de metas físicas.

Cuadro 9.6.5.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Manuel Moreno Torres – San Cristóbal Oriente	115	1	65.0	jun-19	abr-25	195.0
Total			**65.0**			**195.0**

Cuadro 9.6.5.3. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Angostura Banco 6 (sustitución)	4	T	500.0	400/115	jun-19	abr-25	260.2
Total			**500.0**				**260.2**

T. Transformador

Cuadro 9.6.5.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Manuel Moreno Torres	Alimentador Ampliación	1	115	jun-19	abr-25	21.4
San Cristóbal Oriente	Alimentador Ampliación	1	115	jun-19	abr-25	21.4
Total						**42.8**

Cuadro 9.6.5.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Angostura – San Cristóbal Oriente	400	1	45.0	jun-19	abr-25	306.8
San Cristóbal – San Cristóbal Oriente (reconfiguración de circuitos)	115	2	28.0	jun-19	abr-25	51.6
Total			**73.0**			**358.4**

Cuadro 9.6.5.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
San Cristóbal Banco 1	4	T	500.0	400/115	jun-19	abr-25	260.2
Total			**500.0**				**260.2**

T. Transformador

Cuadro 9.6.5.7. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Angostura	Alimentador Ampliación	1	400	jun-19	abr-25	57.8
Angostura	Alimentador Nuevo	1	400	jun-19	abr-25	61.9
San Cristóbal Oriente	Alimentador Ampliación	2	115	jun-19	abr-25	42.7
Total						**162.4**

Indicadores técnicos y económicos.

En figuras 9.6.5.7 y 9.6.5.8 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa esperada para el año 2025 sin proyecto de refuerzo durante la condición de demanda máxima de zona y ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión.

Como se observa, ante contingencia se tiene la saturación de los circuitos en 115 kV, bajos voltajes fuera de la operación segura y sobrecarga en el banco de Angostura. Por tanto, es necesario el corte de suministro en la zona para evitar afectaciones a nivel regional.

Figura 9.6.5.7. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas sin proyecto

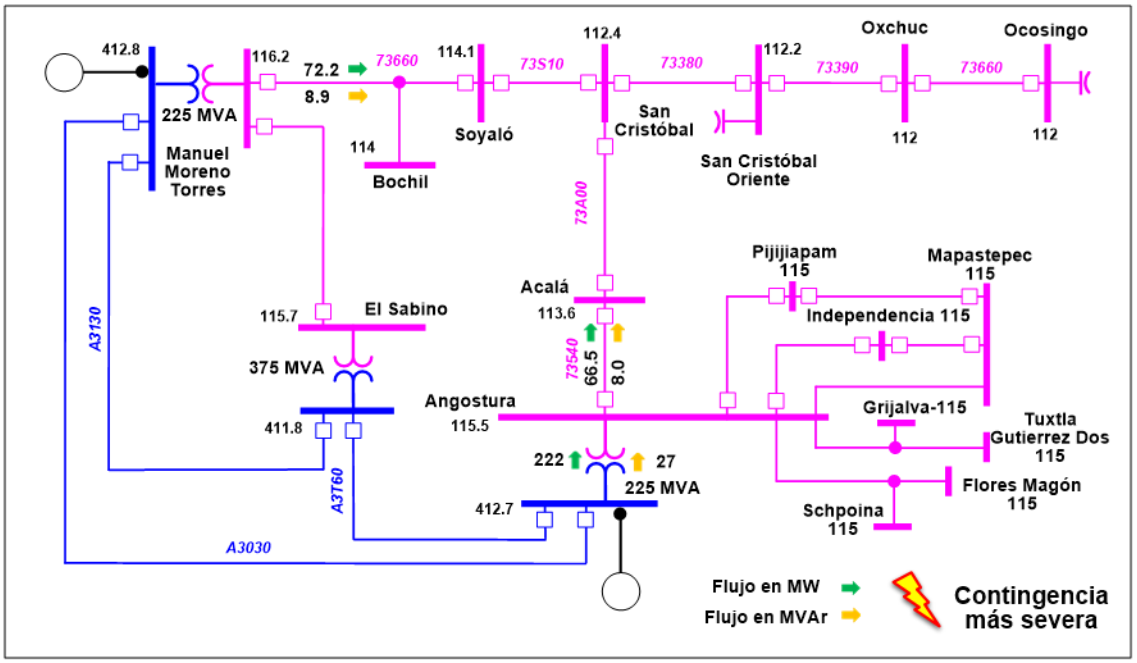
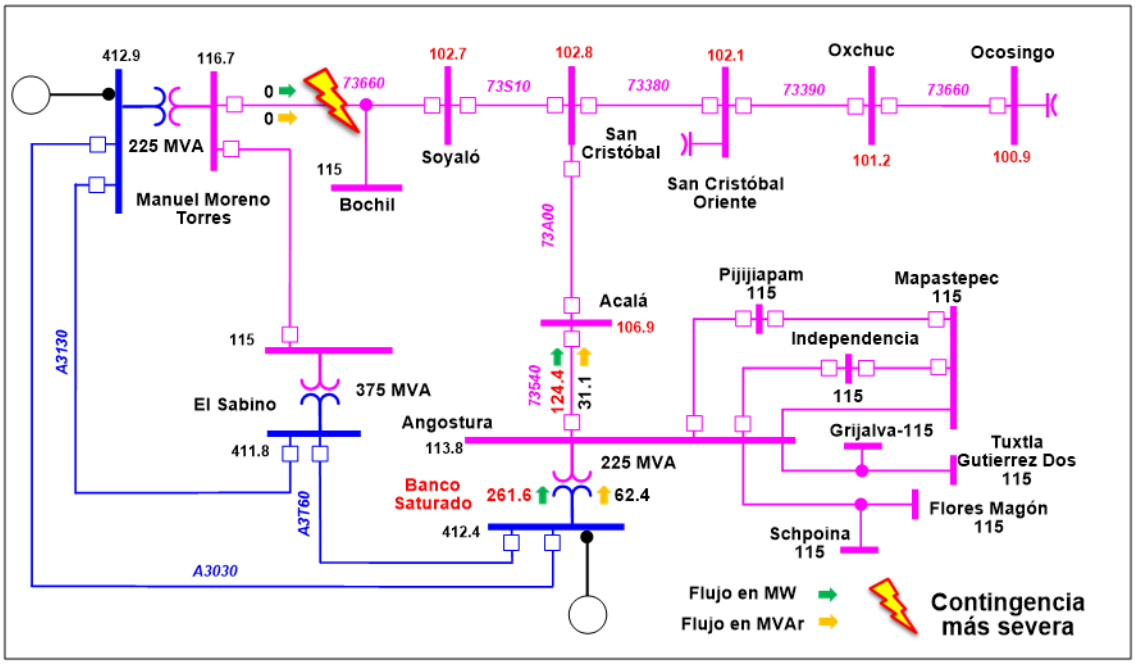


Figura 9.6.5.8. Condiciones operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2025



En las figuras 9.6.5.9 a 9.6.5.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2025 con las alternativas de solución 1 y 2 respectivamente, con un proyecto de transmisión y suministro de potencia para la Zona de San Cristóbal y Tuxtla.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la LT más severa no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la red eléctrica de la zona de influencia.

Figura 9.6.5.9. Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2025

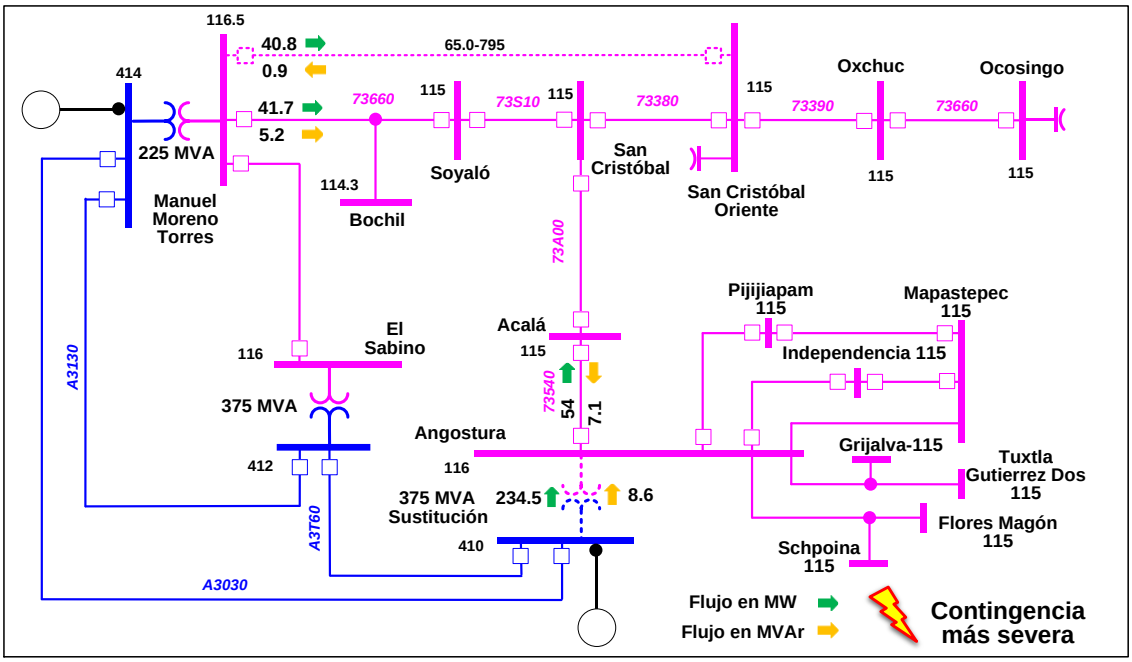


Figura 9.6.5.10. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2025

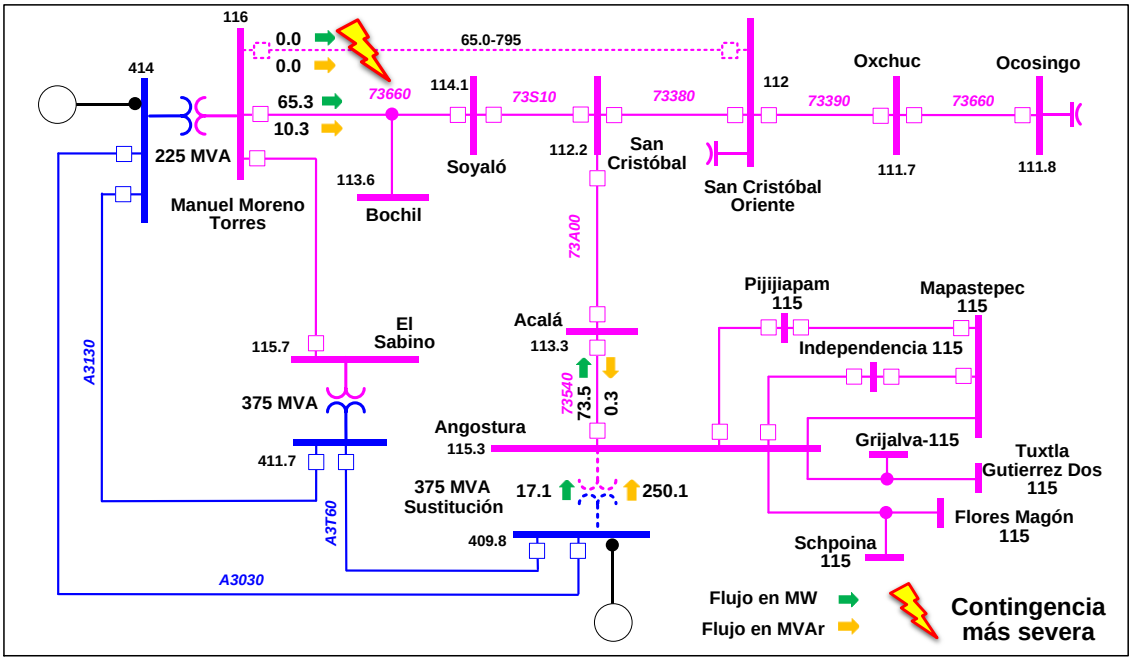


Figura 9.6.5.11. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2025

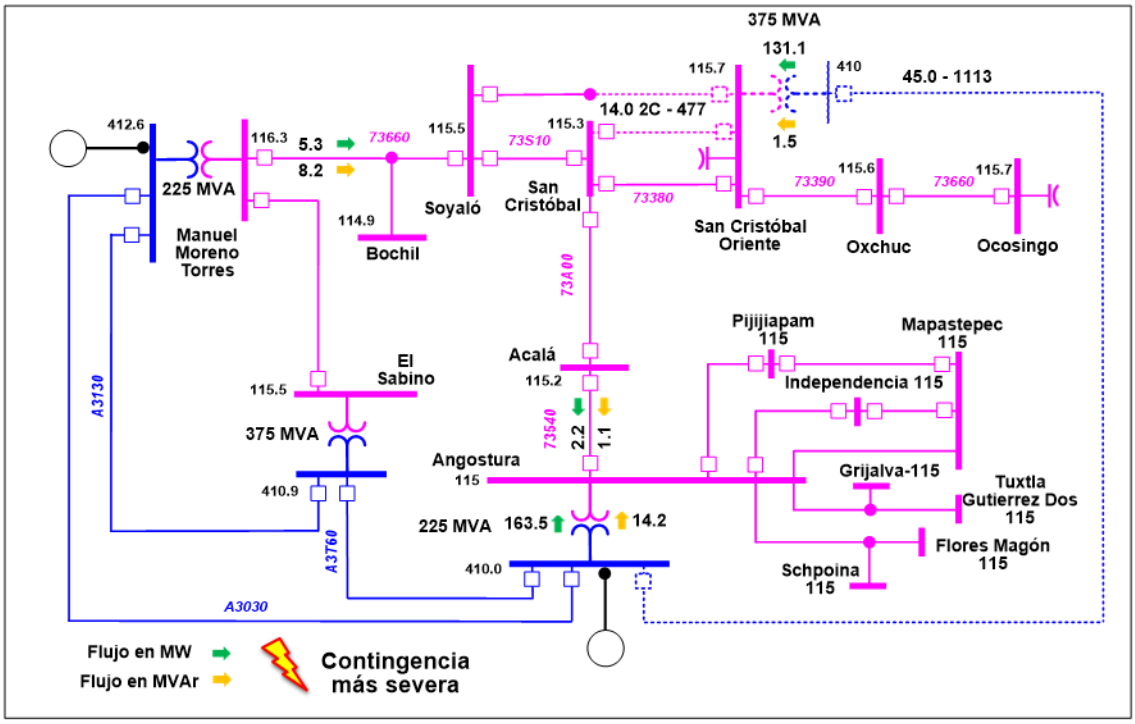
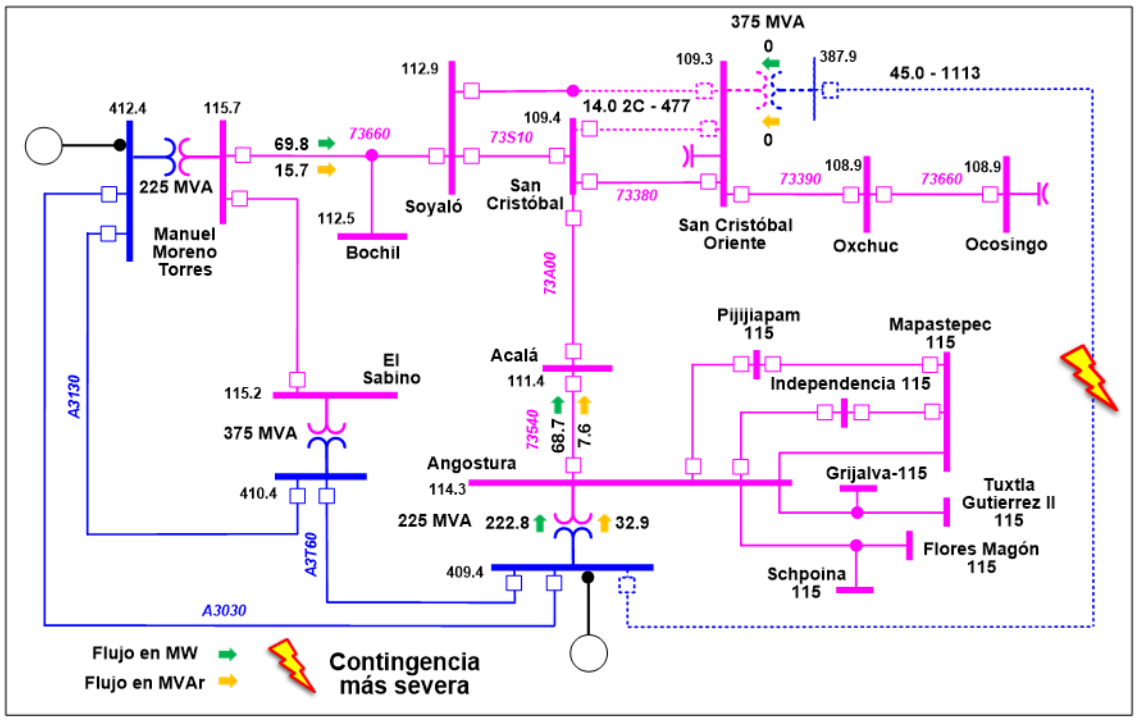


Figura 9.6.5.12. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2025



En los cuadros 9.6.5.8 y 9.6.5.9 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.5.8. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
139.42	11.81	4,304.23	2,757.09	461.62	1,547.14	3.35

Cuadro 9.6.5.9. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
334.61	2.81	4,284.89	2,648.15	720.21	1,636.74	2.27

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.5.10 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora en la capacidad de suministro de energía considerable en las zonas San Cristóbal y Tuxtla Gutiérrez, con la inclusión de las alternativas.

Cuadro 9.6.5.10. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	570.0 MW	515.0 MW
Alternativa 1	816.0 MW	668.0 MW
Alternativa 2	809.0 MW	647.0 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.5.11 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.5.11. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	498.0	781.1
Relación Beneficio/Costo	3.35	2.27

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad, por lo tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en las zonas Tuxtla Gutiérrez y San Cristóbal.

Gerencia de Control Regional Occidental

P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)

Diagnóstico operativo.

La ubicación estratégica de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), ha propiciado el incremento en los últimos años del establecimiento de empresas manufactureras con vocación electrónica y cibernética. Las principales actividades en la zona son la industria manufacturera, el comercio, servicios personales y de mantenimiento.

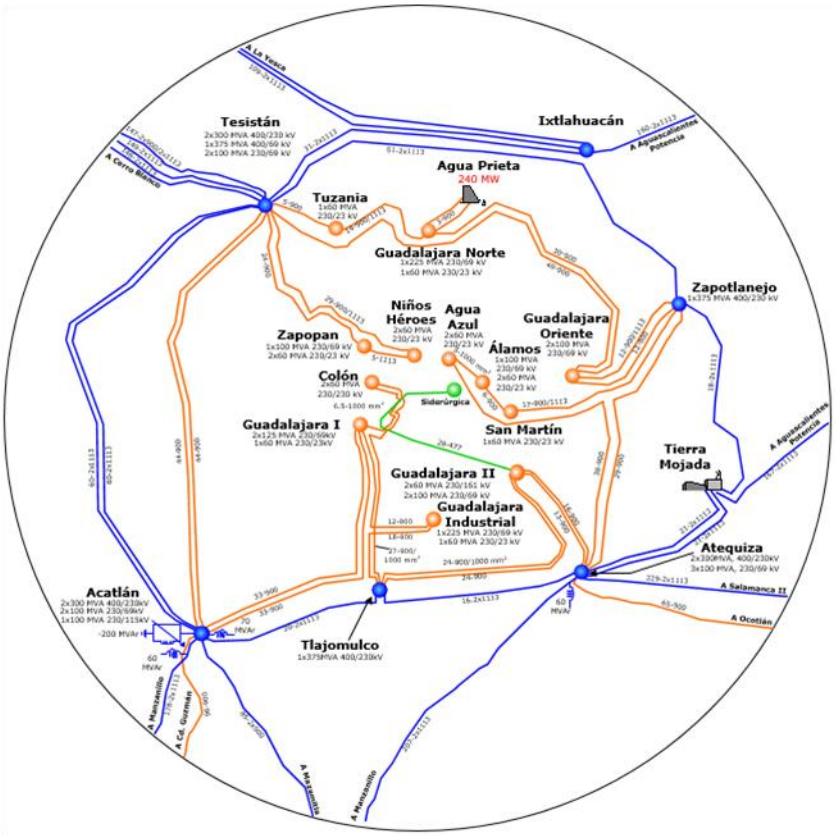
La ZMG se encuentra alimentada a través de un anillo en 400 kV conformado por Subestaciones Eléctricas con transformación a 230 kV y 69 kV. SE que alimentan el anillo en 230 kV son: Tesistán (TSN), Acatlán (ATN) y Atequiza (ATQ) que cuentan con dos autotransformadores 400/230 kV de 300 MVA cada una; así como de las SE Zapotlanejo y Tlajomulco que incluyen un banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en cada una.

Para el año 2026, se prevé que los autotransformadores 400/230 kV de las SE Zapotlanejo y Atequiza, que alimentan la zona oriente de la ZMG se encuentren con una carga superior al 90% de su capacidad nominal, en condiciones de red completa.

Para ese mismo año, ante la falla de alguno de los autotransformadores 400/230 kV del área de influencia se observan flujos de potencia entre el 100% y 120% de la capacidad nominal en los transformadores restantes, donde la falla más crítica es la del transformador AT-02 400/230 kV de la SE Atequiza que, origina un flujo en el autotransformador paralelo de 121%; y de 102% y de 106% en los 400/230 kV de las SE Tlajomulco y Zapotlanejo, respectivamente.

Adicionalmente, ante la falla de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90) se presentan flujos en los autotransformadores 400/230 kV de la SE Atequiza de 113% y de la SE Zapotlanejo de 103%.

Figura 9.6.6.1. Diagrama geográfico de la Zona Metropolitana de Guadalajara



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2026, se han identificado dos alternativas para reforzar la transformación 400/230 kV de la red eléctrica y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Metropolitana de Guadalajara; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Ampliación de un banco de transformación para instalarse en la SE Zapotlanejo, conformado por tres unidades monofásicas (no se incluye banco de reserva) 400/230 kV de 125 MVA cada uno (375 MVA de capacidad total del banco).

Alternativa 2

Transformación:

- Ampliación de un banco de transformación para instalarse en la SE Atequiza, conformado por tres unidades monofásicas (no se incluye banco de reserva) 400/230 kV de 100 MVA cada uno (300 MVA de capacidad total del banco).

Transmisión:

- Reubicación de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90) para liberar espacio en la SE Atequiza y poder realizar la instalación de nuevo banco de transformación.

Equipo en subestaciones:

- Recalibración del bus principal y bus auxiliar (BP-BA) de 230 kV de la SE Atequiza a 3x1113 ACSR debido al incremento de corriente circulante.
- Remplazo del equipo serie de la bahía ATQ-97010 a una capacidad de 31.5 kV (interruptor de potencia, cuchillas desconectadoras y TC's).
- Remplazo de los TC's existentes en el bus de 230 kV (11 elementos) por una relación de transformación mínima de 1600/5 A.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las figuras 9.6.6.2 y 9.6.6.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.6.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

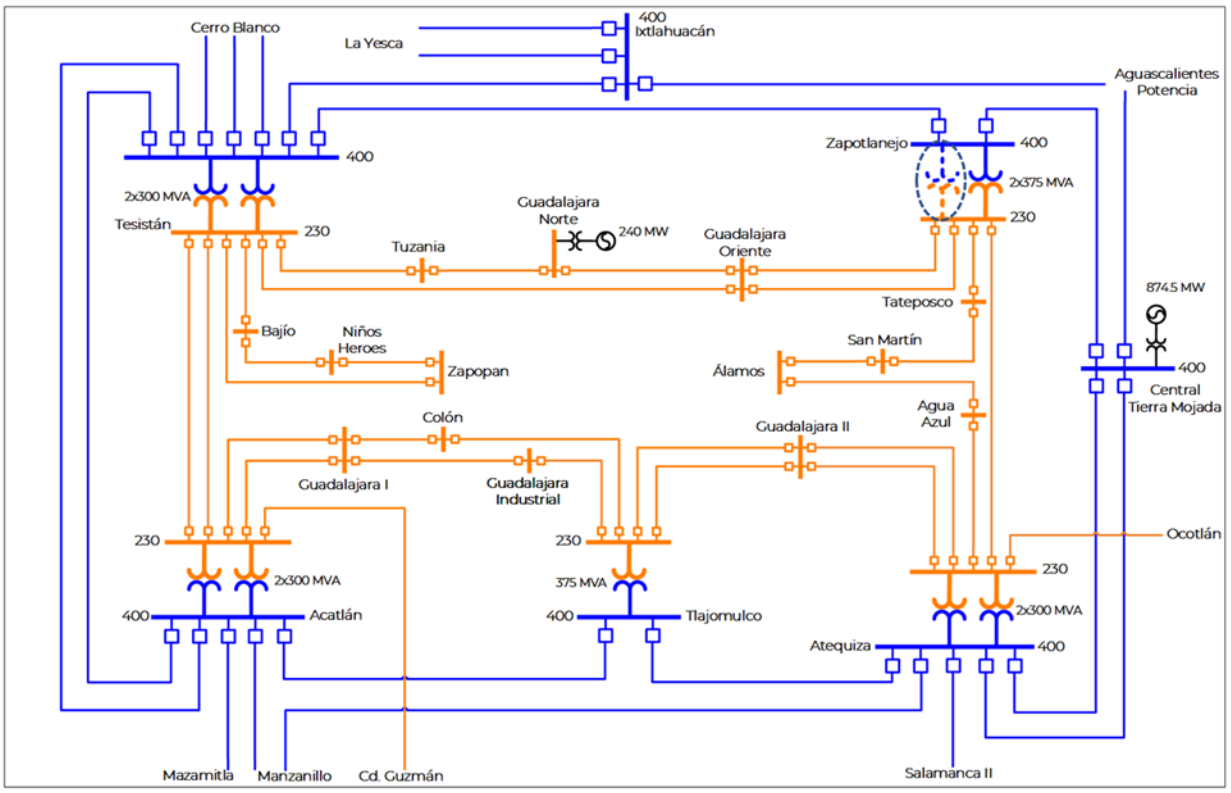
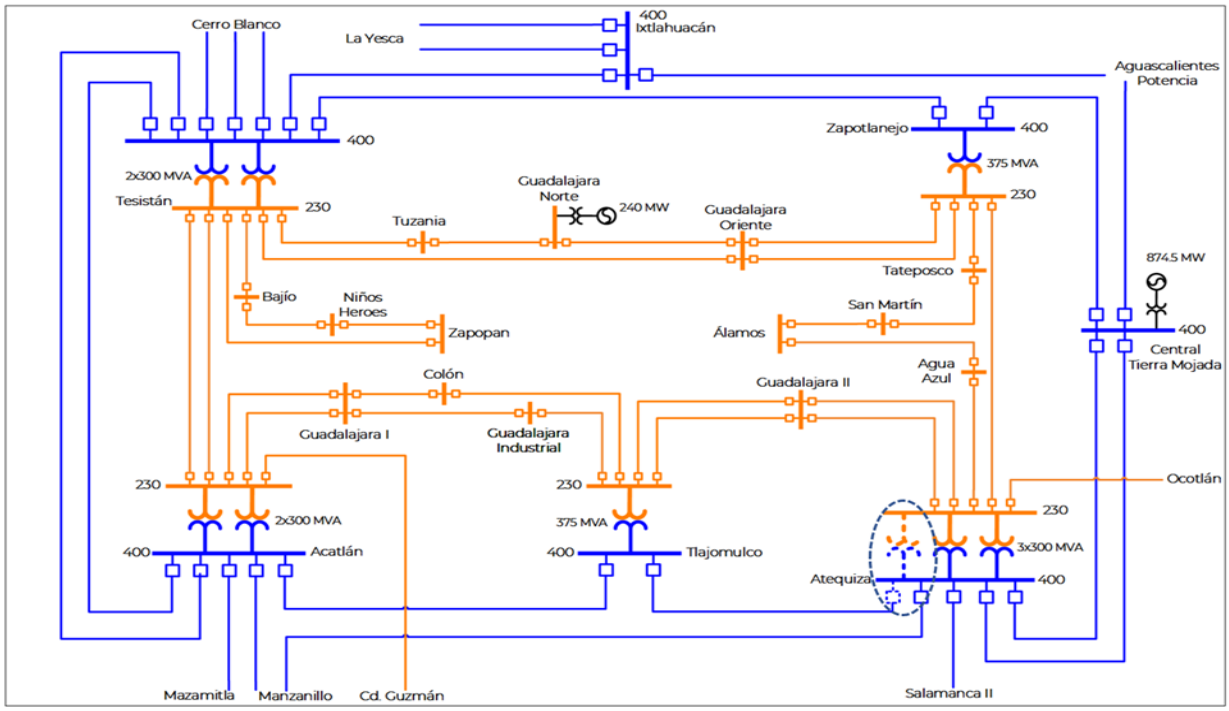


Figura 9.6.6.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **220.848 millones de pesos de 2019** (11.464 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de tres unidades monofásicas de transformación 400/230 kV con un total de 375 MVA de capacidad.

El cuadro 9.6.6.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.6.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-26	abr-26	220.848
Total			**375.0**				**220.848**

AT. Transformador

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **281.533 millones de pesos de 2019** (14.615 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Esta alternativa consta de la instalación de tres unidades monofásicas de transformación 400/230 kV con un total de 300 MVA de capacidad, además contiene 0.05 km-c de línea de transmisión en 400 kV y adecuaciones en la SE Atequiza para soportar el incremento de corriente circulante en el bus de 230 kV.

Los cuadros 9.6.6.2 a 9.6.6.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.6.2. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Atequiza Banco 6	3	AT	300.0	400/230	abr-26	abr-26	220.848
Total			**300.0**				**220.848**

AT. Transformador

Cuadro 9.6.6.3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Reubicación de línea Tlajomulco - A3L90 - Atequiza	400	1	0.05	abr-26	abr-26	0.341
Total			**0.05**			**0.341**

Cuadro 9.6.6.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Atequiza	Recalibración de Bus	1	230	abr-26	abr-26	2.934
Atequiza	Sustitución de Interruptor	1	230	abr-26	abr-26	32.110
Atequiza	TC	11	230	abr-26	abr-26	25.300
Total						**60.345**

Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima de la Zona Metropolitana de Guadalajara pronosticada para el año 2026 es de 2,172 MW, la cual ocasionaría que los autotransformadores de la SE Atequiza se encuentren al 90% de su capacidad nominal, mientras que el transformador de la SE Zapotlanejo se encuentra al 93%. Derivado de lo anterior, ante contingencia de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90) se presentan sobrecargas superiores al 10% en los transformadores de la SE Atequiza, lo que limitaría la capacidad de suministro de energía.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de la carga conectada.

En la Figura 9.6.6.4, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2026 en la red de transmisión de 400 kV y 230 kV de la Zona Metropolitana de Guadalajara considerando la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas de suministro y se cuenta con valores cercanos a la capacidad nominal en los transformadores de las SE Atequiza y Zapotlanejo. Sin embargo, ante contingencia de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90) se presentan sobrecargas en las SE Zapotlanejo y Atequiza, por lo que se tendría que limitar la carga (figura 9.6.6.5).

En las figuras 9.6.6.6 a 9.6.6.9 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se observa que la contingencia más crítica para la Alternativa 1 es la falla de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90), no obstante, la carga en todos los transformadores del área de influencia se mantiene por debajo del 100%. Para la Alternativa 2, la peor contingencia es la falla de la LT Tesistán-Zapotlanejo

(A3L00), de igual forma que en la Alternativa 1, la carga de los autotransformadores queda por debajo de su capacidad nominal.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja operativa importante debido a que se aumenta la Confiabilidad de la zona de influencia al seguir el crecimiento a dos autotransformadores 400/230 kV por subestación que forma parte del anillo que suministra la ZMG, de esta manera se reduce la dependencia a la disponibilidad de la SE Atequiza, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia y aumentando la flexibilidad para el mantenimiento de red asociada.

Para la reubicación de la LT Tlajomulco-Atequiza (A3L90), incluida en la Alternativa 2, se pudieran presentar complicaciones operativas ya que como se mencionó, su indisponibilidad representa la contingencia más crítica sin proyecto, esto sin considerar las modificaciones constructivas dentro de la SE Atequiza para la inclusión del tercer banco de transformación 400/230 kV.

Figura 9.6.6.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

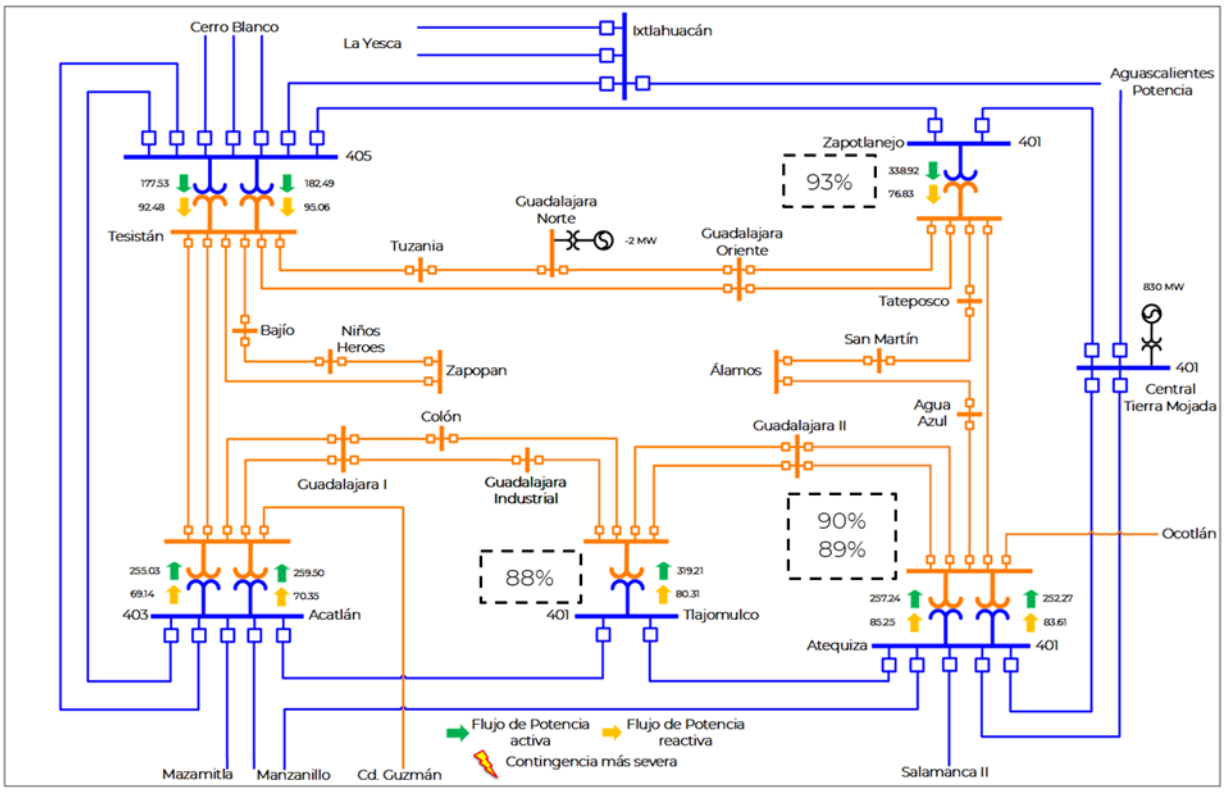


Figura 9.6.6.5. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (sin Proyecto)

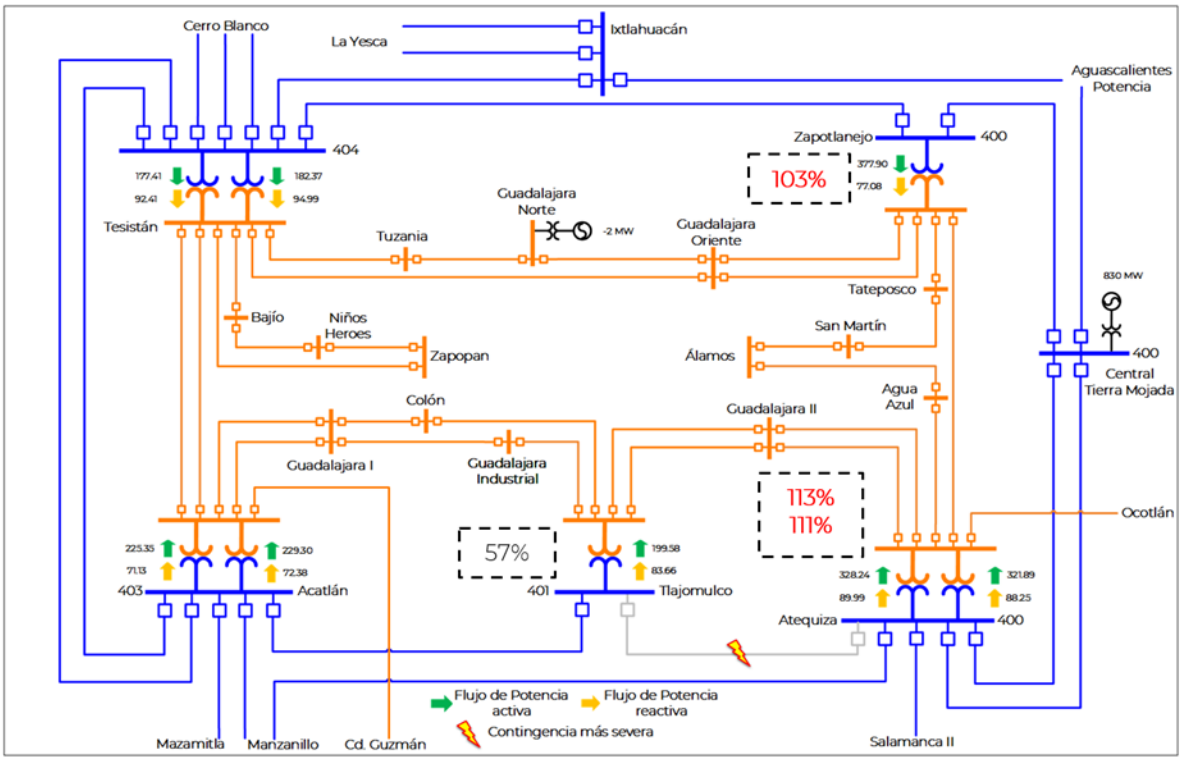


Figura 9.6.6.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

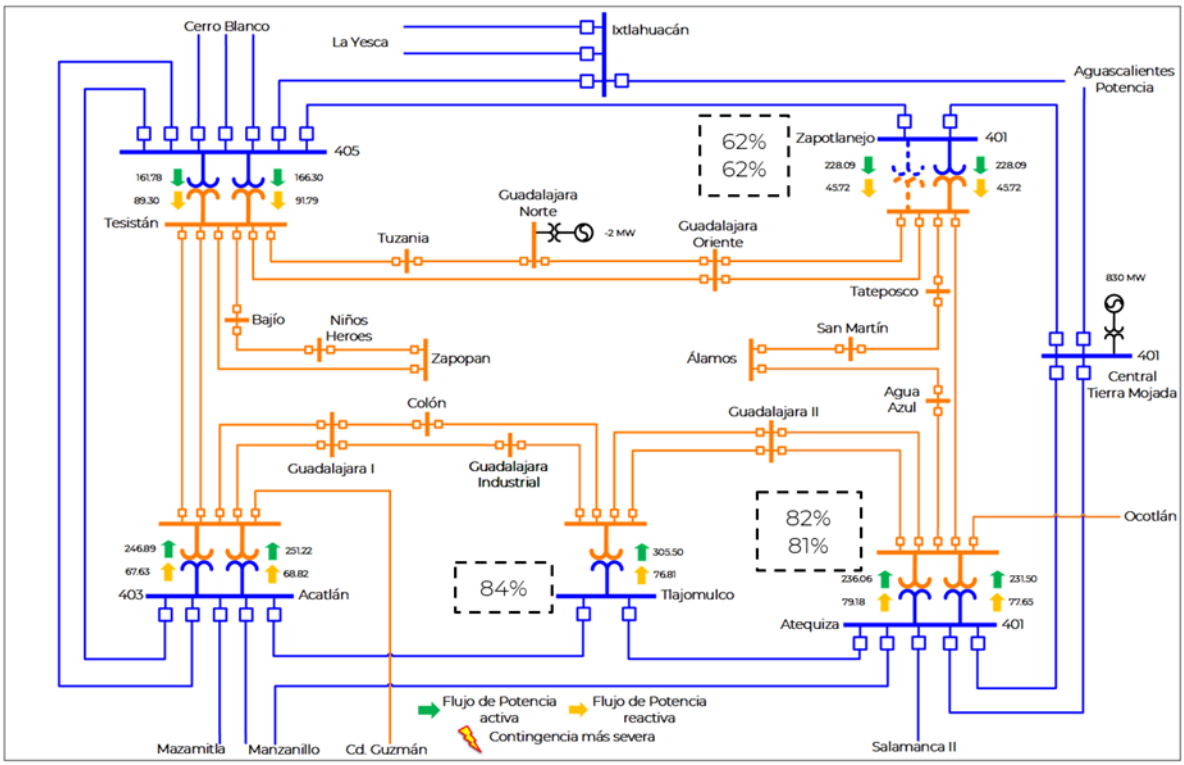


Figura 9.6.6.7. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

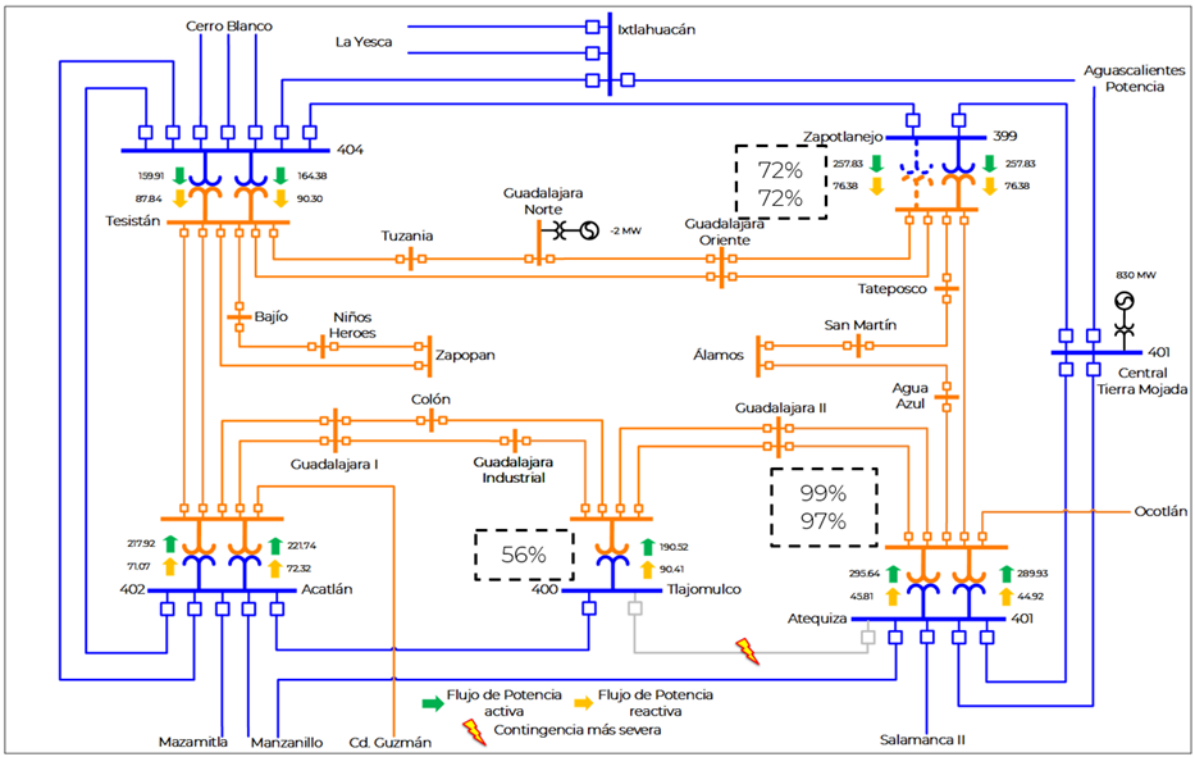


Figura 9.6.6.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)

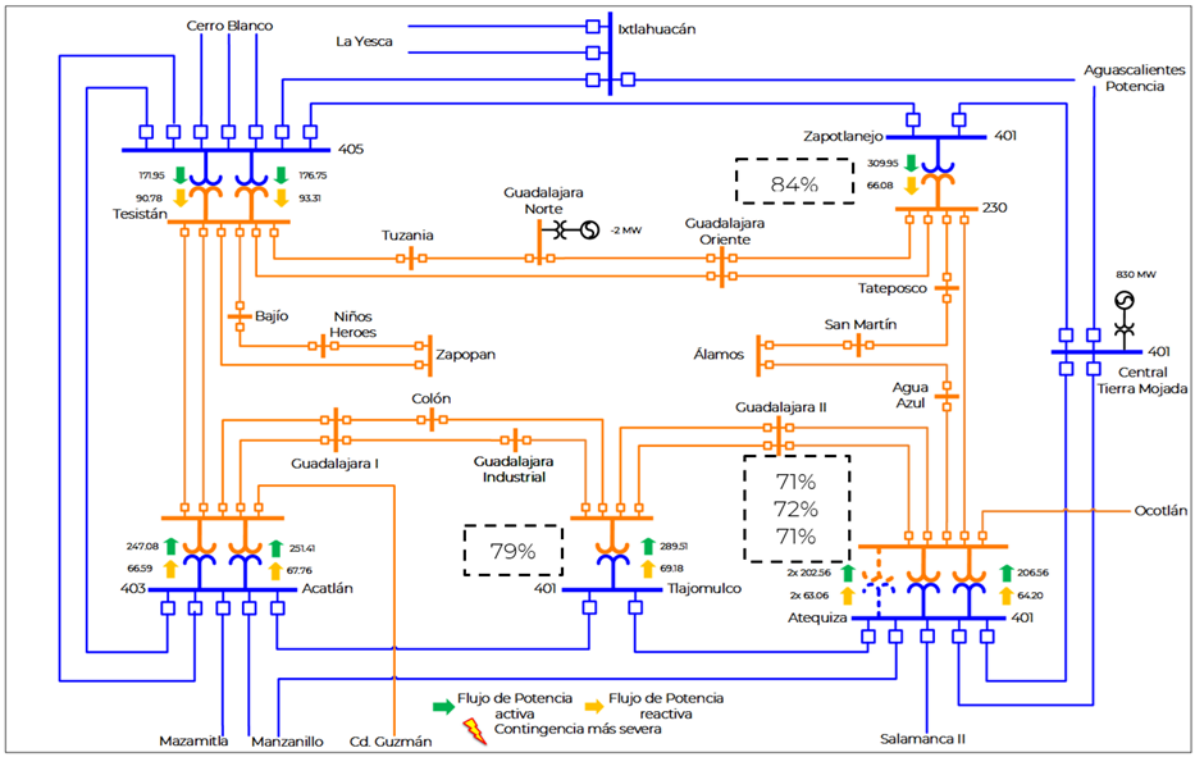
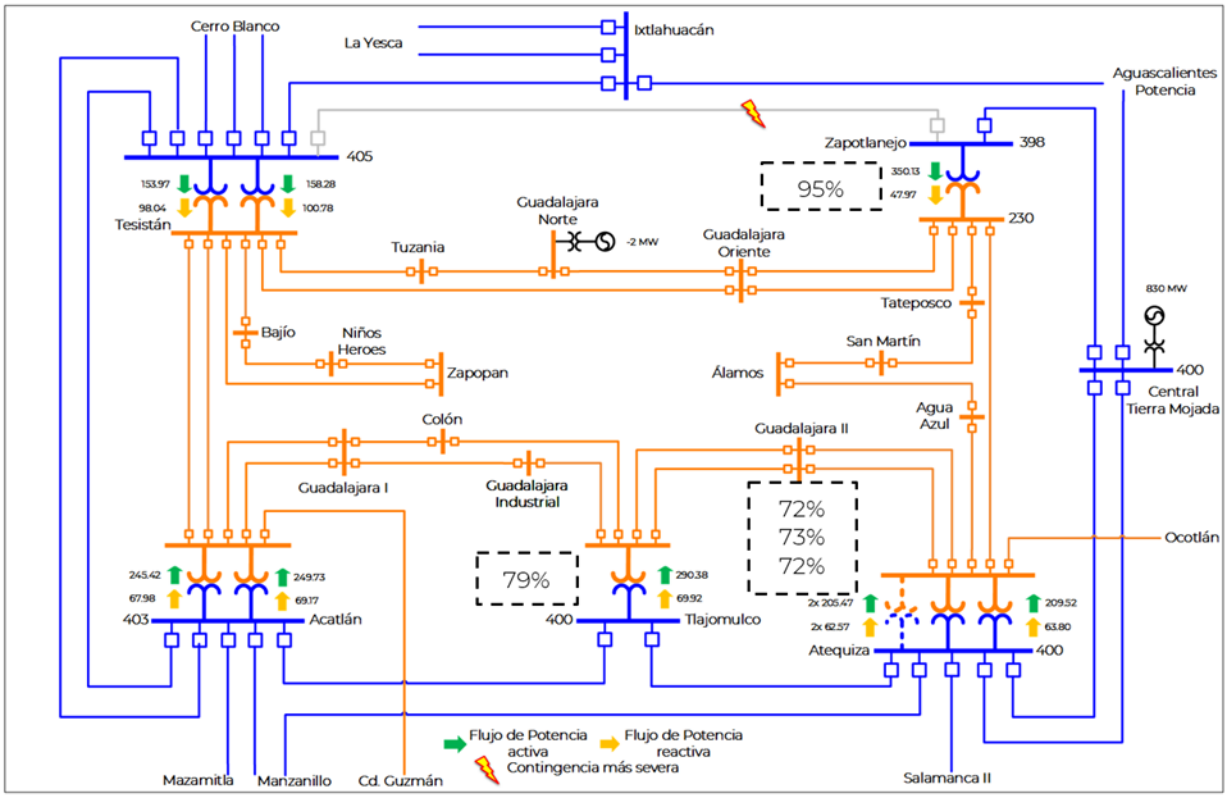


Figura 9.6.6.9. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.6.5 y 9.6.6.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la Alternativa 2 presenta una relación beneficio/costo mayor, aun considerando las adecuaciones necesarias en la SE Atequiza en comparación con la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.6.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
108.47	146.93	670.98	295.39	203.21	375.59	1.85

Cuadro 9.6.6.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
187.62	275.56	884.35	303.82	256.11	580.52	2.27

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.6.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en la zona de influencia, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia, pero en condición de red completa ambas alternativas son similares.

Cuadro 9.6.6.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	2,350.91 MW	2,145.74 MW
Alternativa 1	2,510.74 MW	2,370.43 MW
Alternativa 2	2,511.52 MW	2,511.52 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.6.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.6.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	220.848	281.533
Relación Beneficio/Costo	1.85	2.27

Con los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos se concluye que la Alternativa 2 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la Zona Metropolitana de Guadalajara.

P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa

Diagnóstico operativo.

En el área comprendida por las zonas Costa y Zapotlán se han presentado problemáticas de bajos voltajes ocasionados por las largas distancias eléctricas en la que se encuentran concentradas las cargas con respecto a las fuentes, esto debido en gran medida a que la región sur tiene altos niveles de representatividad económica en Jalisco, sobre todo en el sector forestal, con algunos cultivos agrícolas y pecuarios; así como en ciertas ramas industriales muy localizadas.

Estas zonas se encuentran alimentadas mediante las SE Acatlán (ATN) con un banco de transformación de 100 MVA a un nivel de tensión de 230/115 kV, y Ciudad Guzmán (CGM) con dos autotransformadores de 100 MVA a 230/115 kV.

Actualmente, el enlace entre la zona costa y la zona Zapotlán (LT Sayula - Centro Logístico Jalisco) se opera normalmente abierto, debido a que ante contingencia de líneas de transmisión en la red de 115 kV o algún banco de transformación de la SE Acatlán o de Ciudad Guzmán, los elementos restantes presentan sobrecargas y colapso de voltaje en la zona.

Para el año 2026, se prevé que sea necesario cerrar el enlace Sayula-Centro Logístico Jalisco ya que se visualizan niveles de voltaje por debajo del límite operativo (0.95 p.u.), dando como resultado que el transformador de 230/115 kV de la SE Acatlán se encuentre con una carga superior al 90% de su capacidad nominal en condiciones de red completa.

Ante la falla de alguno de los autotransformadores 400/230 kV de la SE Acatlán se alcanzan flujos de hasta 125% y 130% de la capacidad nominal en el autotransformador paralelo. Así mismo, ante la falla del autotransformador 230/115 kV de la SE Acatlán se tienen problemas de estabilidad de tensión en la zona de influencia y, ante la pérdida de cualquiera de los transformadores de la SE Ciudad Guzmán se alcanza un flujo del 150% de su capacidad nominal en el transformador paralelo y de 106% en el autotransformador 230/115 kV de la SE Acatlán.

Por otra parte, ante la falla de cualquiera de las LT Colima II - Ciudad Guzmán (93540) y Ciudad Guzmán - Acatlán (93520), se presentan sobrecargas en el autotransformador 230/115 kV de la SE Acatlán, así como perfiles de voltaje por debajo de límite operativo en la zona de influencia.

Figura 9.6.7.1. Diagrama geográfico de la zona Costa

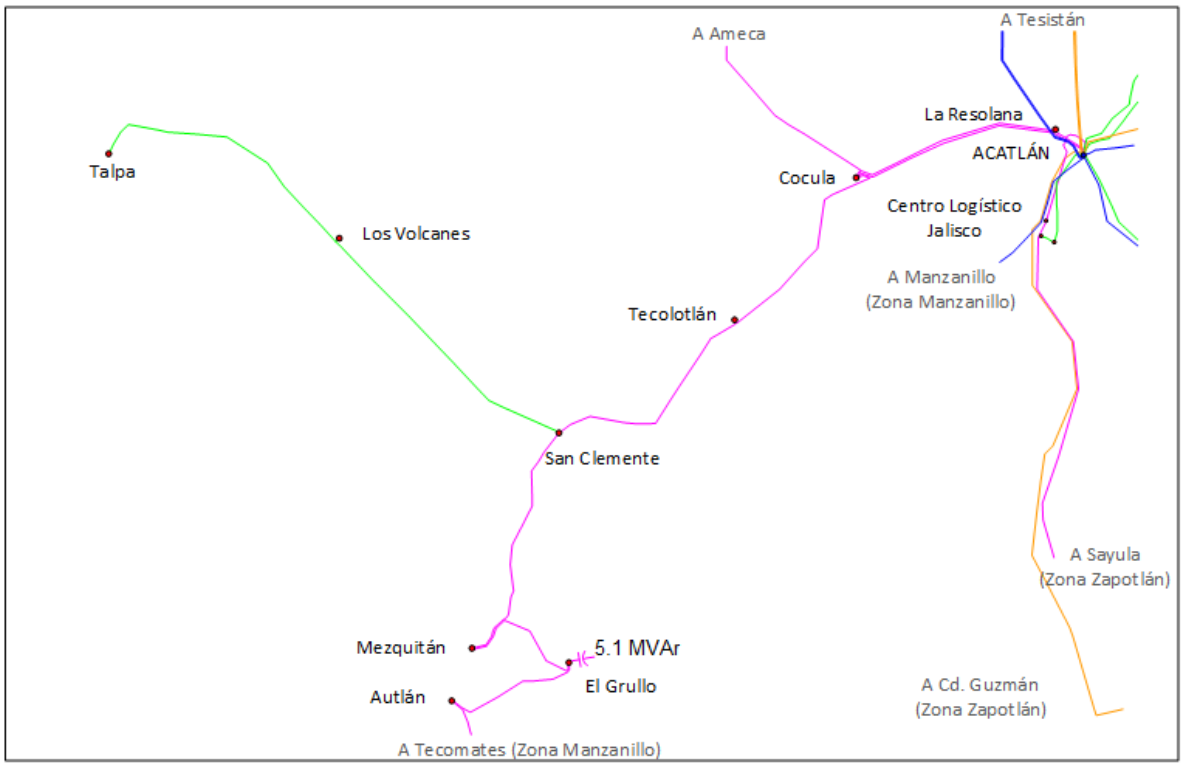
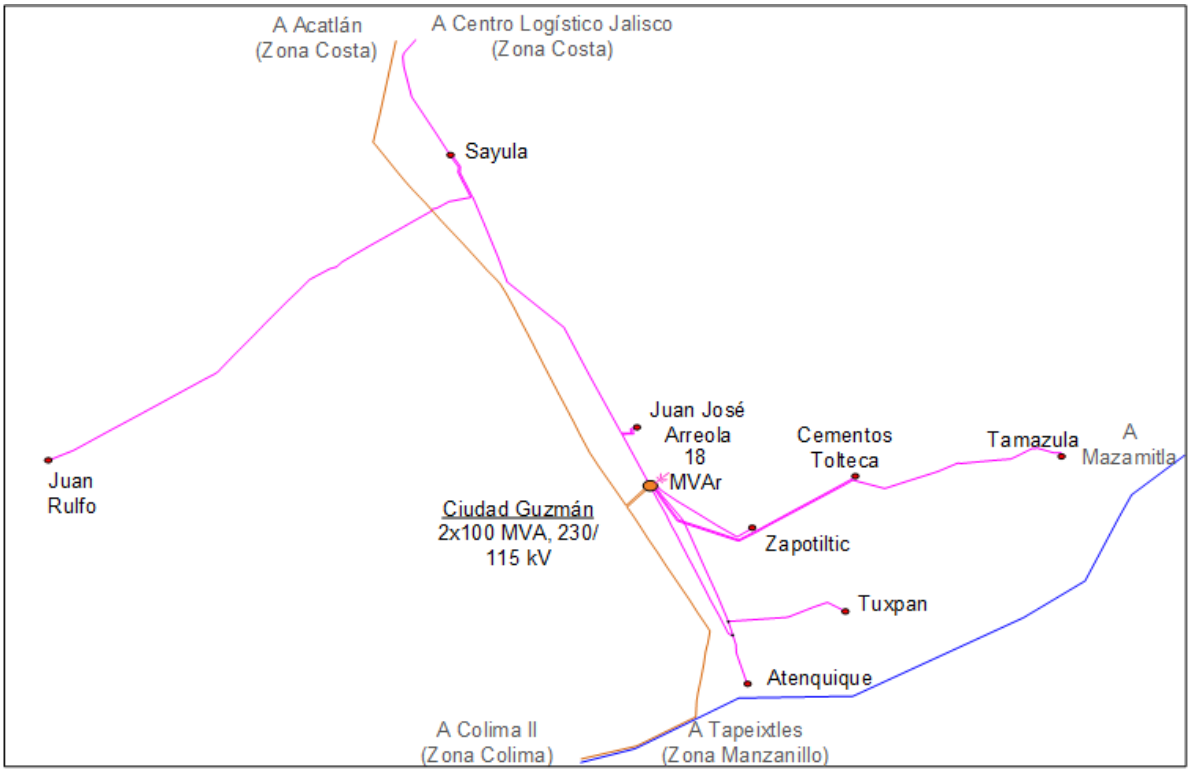


Figura 9.6.7.2. Diagrama geográfico de la zona Zapotlán



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2026, se han identificado dos alternativas para reforzar la red asociada y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Costa – Zapotlán; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Instalación de cuatro transformadores monofásicos 400/115 kV de 75 MVA cada uno (se incluye un banco de reserva) para instalarse en una nueva subestación, denominada Tuxcacuesco.

Transmisión:

- Entronque de la LT Acatlán – A3230 – Manzanillo en la SE Tuxcacuesco. La longitud de este entronque sería de 0.1 km, con una estructura de dos circuitos y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV. Para conectar estas líneas de transmisión se requiere de dos alimentadores en 400 kV en la SE Tuxcacuesco.
- Entronque de la LT El Grullo – 73300 – Autlán en la SE Tuxcacuesco con una longitud de 35 km, dos circuitos y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV. Para conectar estas líneas de transmisión se requiere de dos alimentadores en 115 kV en la SE Tuxcacuesco.
- LT Tuxcacuesco – Juan Rulfo con una longitud de 10.5 km, un circuito y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV. Para conectar esta LT se requieren dos alimentadores en 115 kV en las SE Tuxcacuesco y Juan Rulfo respectivamente.

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores de 30 MVAr en la SE Ciudad Guzmán 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en la SE Centro Logístico Jalisco 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en la SE Tecomates 115 kV.
- Traslado del banco de capacitores de 18 MVAr actualmente ubicado en la SE Ciudad Guzmán hacia la SE Sayula.
- Traslado del banco de reactores de 60 MVAr actualmente ubicado en la SE Acatlán hacia la nueva SE Tuxcacuesco.

Equipo en subestaciones:

- Reemplazo de TC's de la LT Sayula – 73070 – Juan Rulfo (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 120 MVA.
- Reemplazo de buses y TC's de la LT Melaque – 73050 – La Huerta (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 131 MVA.

Alternativa 2

Transformación:

- Instalación de cuatro autotransformadores monofásicos 400/115 kV de 125 MVA cada uno (se incluye un banco de reserva) para instalarse en la nueva SE Laguna de Sayula.

Transmisión:

- Entronque de la LT Atequiza – A3240 – Manzanillo en la SE Laguna de Sayula con una longitud de 0.1 km, doble circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Laguna de Sayula para la conexión de las nuevas LT.
- Entronque de las LT Centro Logístico Jalisco – 73OC0 – Teocuitatlán y Teocuitatlán – 73OC0 – Tapalpa en la SE Laguna de Sayula con una longitud de 0.1 km, cuatro circuitos y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Cuatro alimentadores en 115 kV en la SE Laguna de Sayula para la conexión de las nuevas LT.
- LT Laguna de Sayula – Sayula con una longitud de 28 km, un circuito y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Dos alimentadores en 115 kV en las SE Laguna de Sayula y Sayula respectivamente para la conexión de la nueva LT.
- Recalibración de la LT Centro Logístico Jalisco – Acatlán de 26 km con un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (si las estructuras no soportan el peso del conductor, recalibrase con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACCR o de alta temperatura).

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVAr en la SE Tuxpan 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en la SE Tecolotlán 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en la SE Mezquitán 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en la SE Tecomates 115 kV.
- Traslado del reactor de 60 MVAr en 400 kV, actualmente ubicado en la SE Atequiza hacia la SE Laguna de Sayula.

Equipo en subestaciones:

- Reemplazo de TC's de la LT Melaque – 73050 – La Huerta (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 131 MVA.
- Reemplazo de TC's de la LT Acatlán - 73080 – Centro Logístico Jalisco (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 131 MVA.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las figuras 9.6.7.3 y 9.6.7.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.7.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

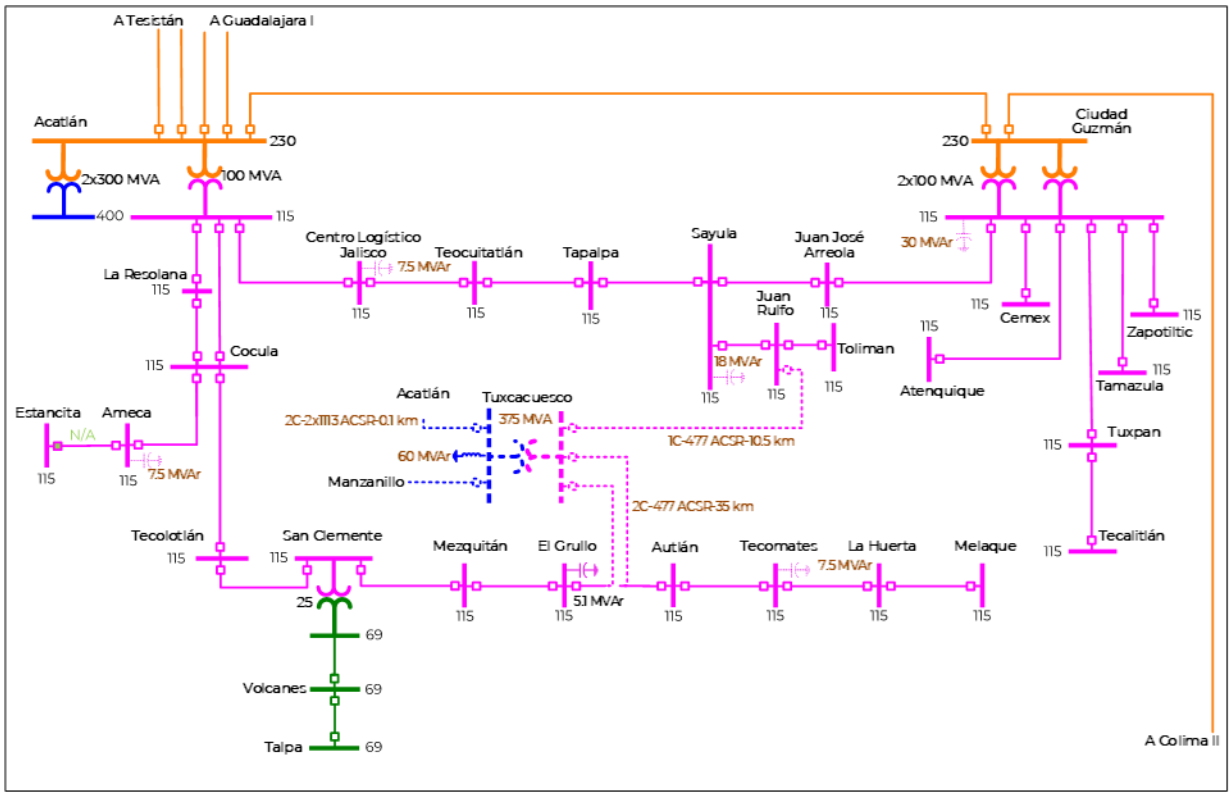
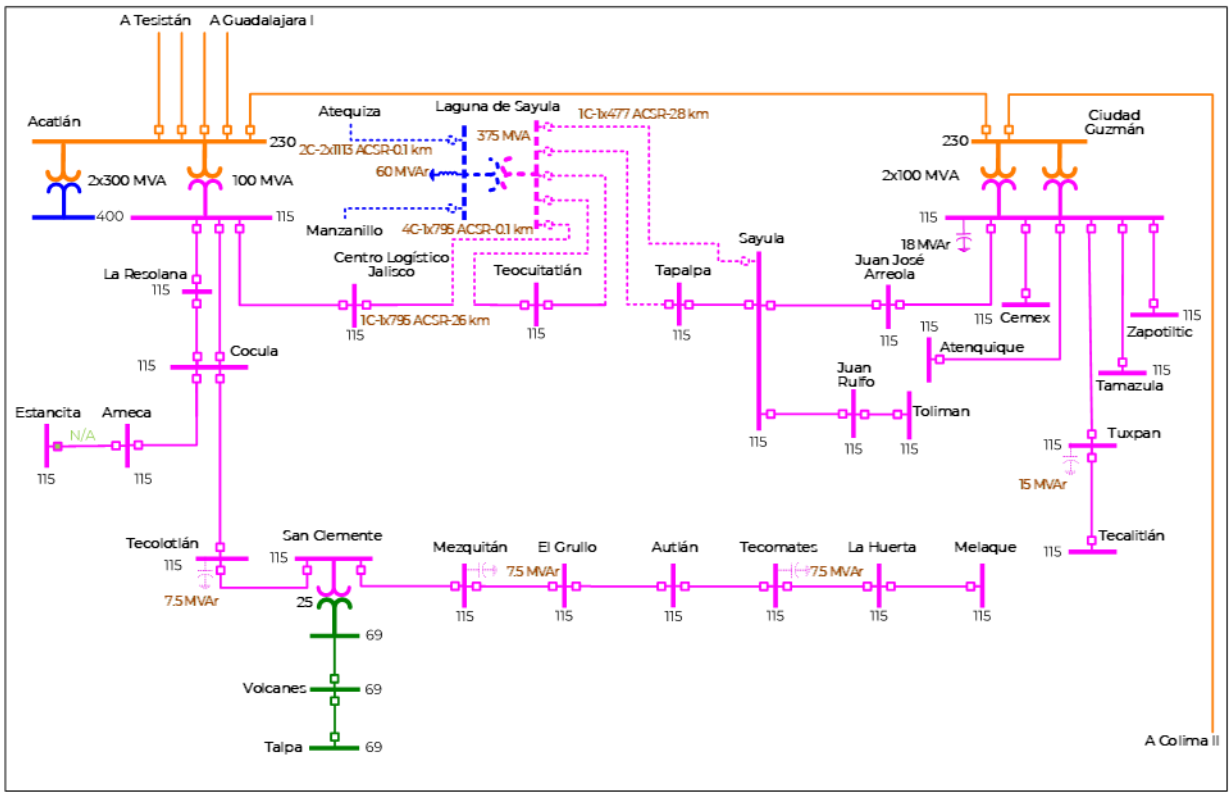


Figura 9.6.7.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **806.73 millones de pesos de 2019** (41.88 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de cuatro unidades monofásicas de transformación 400/115 kV con un total de 500 MVA de capacidad.

Los cuadros 9.6.7.1 al 9.6.7.4 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.7.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tuxcacuesco Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-26	260.322
Total			**500.0**				**260.322**

T. Transformador

Cuadro 9.6.7.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tuxcacuesco entronque Manzanillo - Acatlán (A3230)	400	2	0.2	abr-26	abr-26	1.222
Tuxcacuesco entronque Autlán - El Grullo (73300)	115	2	70.0	abr-26	abr-26	129.072
Tuxcacuesco - Juan Rulfo	115	1	10.5	abr-26	abr-26	27.470
Total			**80.7**			**157.763**

Cuadro 9.6.7.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tuxcacuesco	Alimentador Nuevo	2	400	abr-26	abr-26	123.719
Tuxcacuesco	Alimentador Nuevo	3	115	abr-26	abr-26	70.975
Juan Rulfo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-26	21.347
Juan Rulfo	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Sayula	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Melaque	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
La Huerta	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Melaque	Bus (recalibración)	1	115	abr-26	abr-26	0.250
La Huerta	Bus (recalibración)	1	115	abr-26	abr-26	0.250
Total						**219.741**

Cuadro 9.6.7.4. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Ciudad Guzmán MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-26	abr-26	28.851
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Sayula MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-26	abr-26	5.351
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	abr-26	54.570
Total			**130.5**			**168.906**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **842.21 millones de pesos de 2019** (43.72 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de cuatro unidades monofásicas de transformación 400/115 kV con un total de 500 MVA de capacidad.

Los cuadros 9.6.7.5 al 9.6.7.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.7.5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna de Sayula Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-26	260.322
Total			**500.0**				**260.322**

T. Transformador

Cuadro 9.6.7.6. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna de Sayula entronque Manzanillo - Atequiza (A3240)	400	2	0.2	abr-26	abr-26	1.222
Laguna de Sayula entronque Centro Logístico Jalisco - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-26	0.451
Laguna de Sayula entronque Tapalpa - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-26	0.451
Laguna de Sayula - Sayula	115	1	28.0	abr-26	abr-26	73.252
Laguna de Sayula - Centro Logístico (recalibración)	115	1	26.0	abr-26	abr-26	77.993
Total			**54.6**			**153.370**

Cuadro 9.6.7.7. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna de Sayula	Alimentador Nuevo	2	400	abr-26	abr-26	123.719
Laguna de Sayula	Alimentador Nuevo	5	115	abr-26	abr-26	118.291
Sayula	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-26	21.347
Melaque	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
La Huerta	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Acatlán	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Centro Logístico Jalisco	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26	0.800
Melaque	Bus (recalibración)	1	115	abr-26	abr-26	0.250
La Huerta	Bus (recalibración)	1	115	abr-26	abr-26	0.250
Total						**267.057**

Cuadro 9.6.7.8. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tuxpan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-26	26.754
Tecolotlán MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Mezquitán MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	26.712
Atequiza MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	abr-26	54.570
Total			**97.5**			**161.459**

Indicadores técnicos y económicos.

La creciente demanda de la zona Costa - Zapotlán pronosticada para el 2026 ocasiona que los transformadores de la SE Acatlán 400/230 kV se encuentren al 80% de su capacidad nominal y el transformador de 230/115 kV se encuentre al 87% de su capacidad nominal. Derivado de lo anterior, ante contingencia de la LT Ciudad Guzmán – Juan José Arreola (73050) se presentan flujos superiores al 160% de la capacidad nominal en el transformador de la SE Acatlán 230/115 kV, lo que limitaría la capacidad de suministro de energía.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de la carga conectada.

En la Figura 9.6.7.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2026 en la red de transmisión de la zona Costa - Zapotlán considerando la Demanda Máxima Coincidente de Gerencia sin proyecto.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro y se tienen valores cercanos a la capacidad nominal en el transformador de la SE Acatlán. Sin embargo, ante contingencia de la LT Ciudad Guzmán – Acatlán (93520) se tendrían perfiles de voltaje por debajo de 0.95 pu por lo que se tendría que limitar la carga (Figura 9.6.7.6).

En las Figuras 9.6.7.7 a 9.6.7.10 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se puede observar que la contingencia más crítica para la Alternativa 1 es la falla del banco de la SE Acatlán 230/115 kV, no obstante, el flujo en los autotransformadores del área de influencia se mantiene por debajo del 100%.

Para la Alternativa 2, la contingencia más crítica es la falla de la LT Melaque – La Huerta (73040), de igual forma que en la Alternativa 1, la carga de los autotransformadores queda por debajo de su capacidad nominal.

Ambas alternativas aumentan la Confiabilidad al dar soporte a la zona y atender el crecimiento de la carga para no depender de la disponibilidad de las SE Acatlán y Ciudad Guzmán, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia y aumentando la flexibilidad para mantenimiento. Sin embargo, la Alternativa 2 tiene una capacidad mayor de satisfacer la demanda de la zona a la Alternativa 1 lo que se traduce en una rentabilidad mayor.

Figura 9.6.7.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (sin Proyecto)

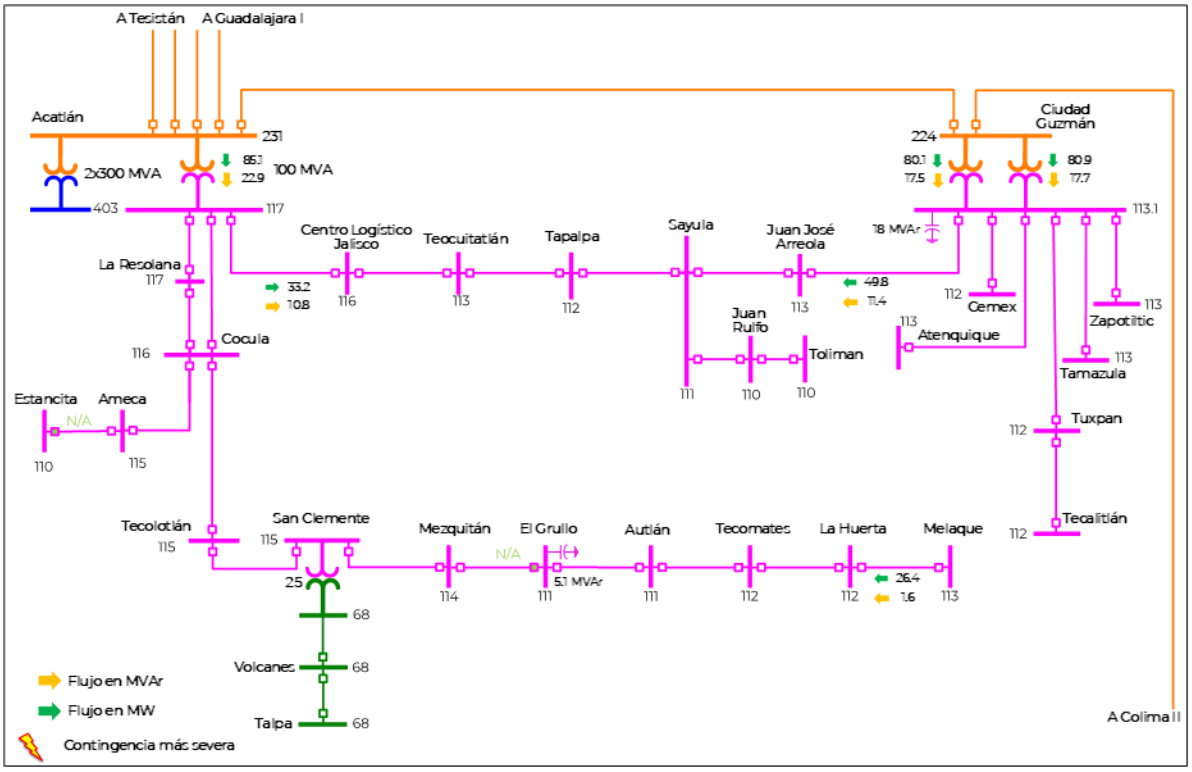


Figura 9.6.7.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (sin Proyecto)

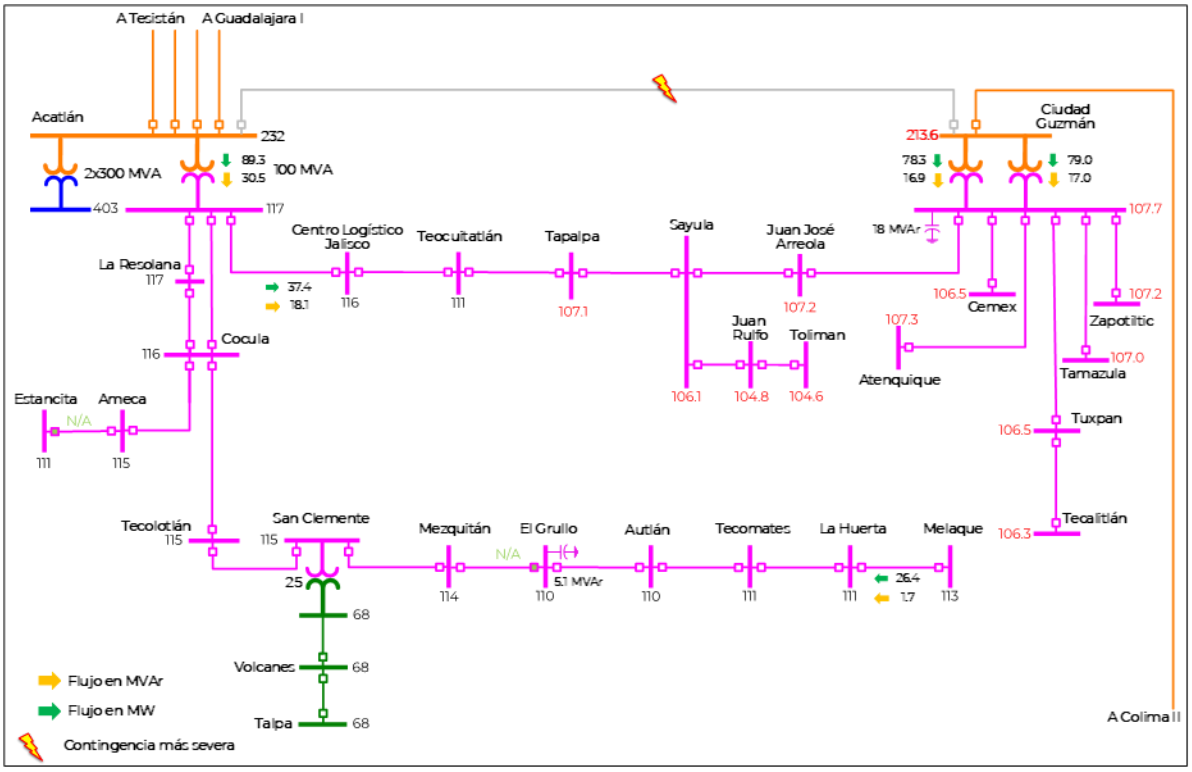


Figura 9.6.7.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

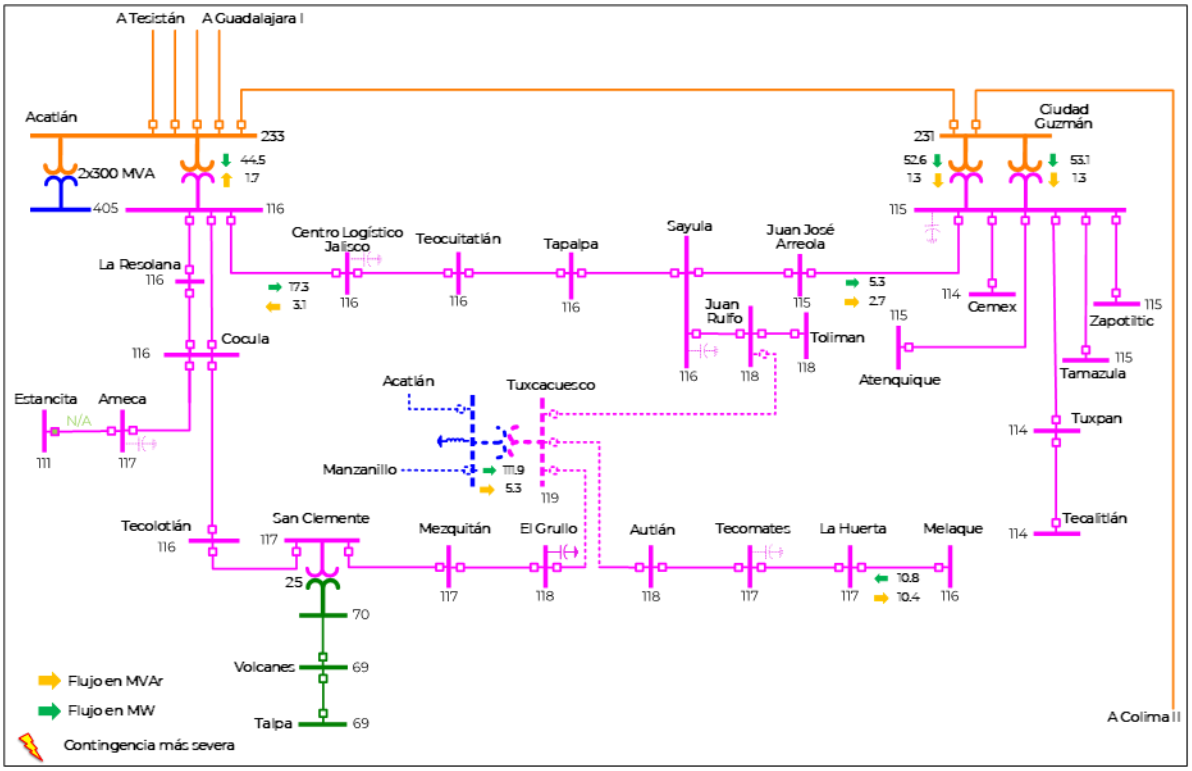


Figura 9.6.7.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

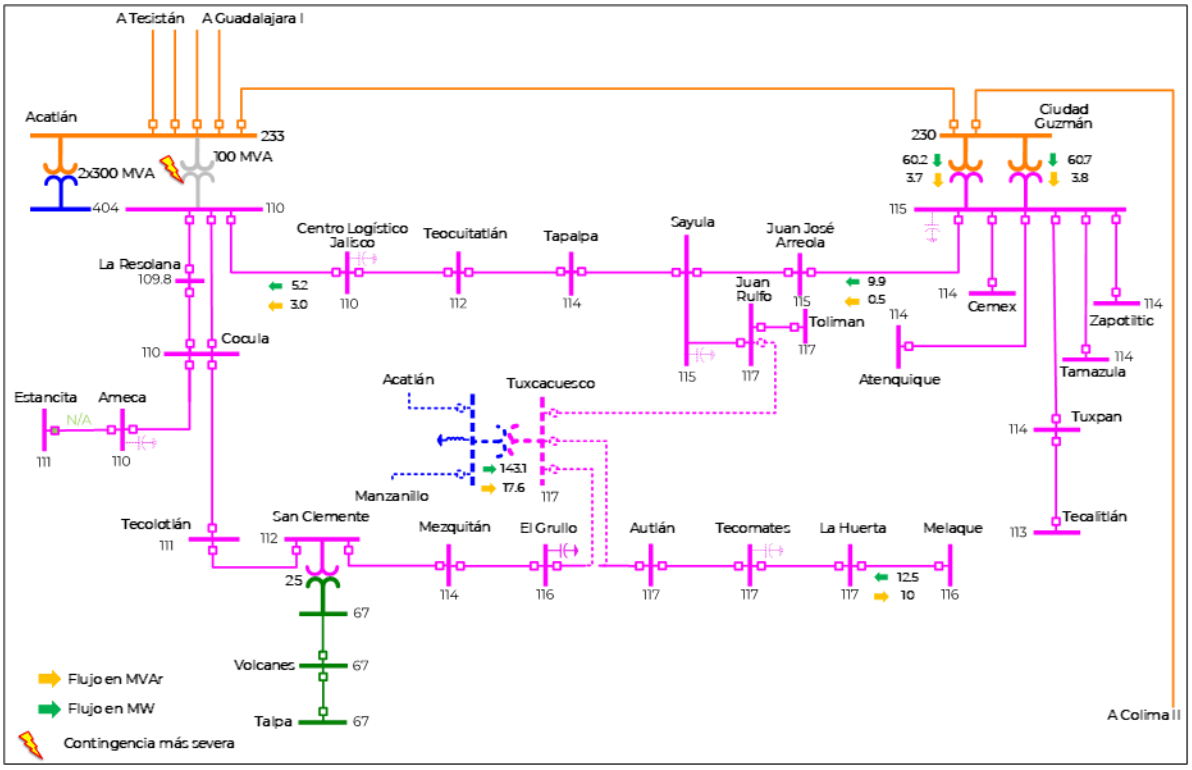


Figura 9.6.7.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)

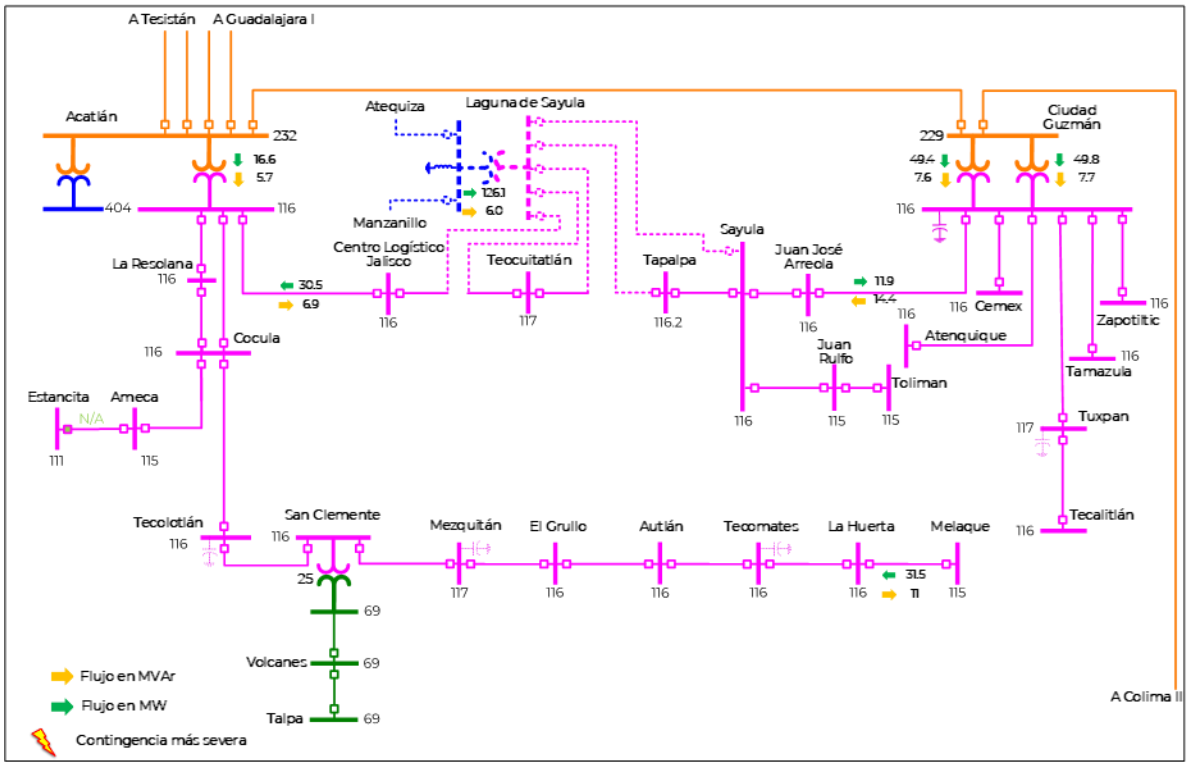
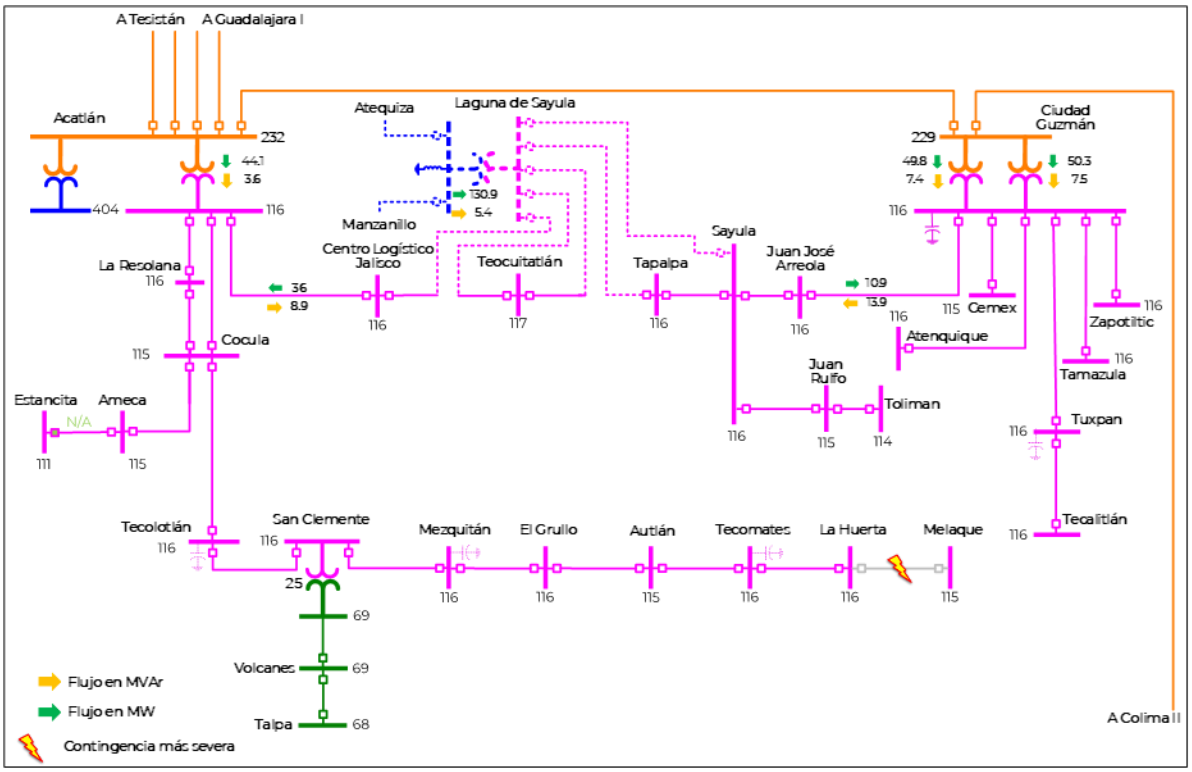


Figura 9.6.7.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)



En los Cuadros 9.6.7.9 y 9.6.7.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas. Por los resultados obtenidos, la Alternativa 2 presenta una relación beneficio/costo superior a la Alternativa 1, ambas alternativas incrementan de manera considerable la Confiabilidad y flexibilidad operativa del área de influencia.

Cuadro 9.6.7.9. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
266.65	151.92	6,081.43	3,854.51	738.34	2,226.92	3.02

Cuadro 9.6.7.10. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
196.16	210.86	6,539.14	4,171.49	769.19	2,367.65	3.08

El cuadro 9.6.7.11 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia, y en condición de red completa la Alternativa 2 ofrece una mayor demanda de saturación. El cuadro 9.6.7.12 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.7.11. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	296.79 MW	130.07 MW
Alternativa 1	453.36 MW	298.67 MW
Alternativa 2	465.39 MW	359.92 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Cuadro 9.6.7.12. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	806.73	842.21
Relación Beneficio/Costo	3.02	3.08

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 2 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Costa – Zapotlán.

P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)

Diagnóstico operativo.

Durante los últimos años se ha incrementado el establecimiento de empresas y desarrollos habitacionales en el sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), en donde la red eléctrica que los abastece ha presentado un incremento importante en el flujo de transmisión, lo que ha originado que la red de 69 kV demande una mayor cantidad de energía de las subestaciones que suministran dicha red. Las SE Guadalajara II y Atequiza son las fuentes que abastecen la carga de la zona de influencia, sin embargo, debido a que en la SE Atequiza las impedancias de los transformadores de 230/69 kV (3x100 MVA) son mayores en comparación con las impedancias de los transformadores de 230/69 kV de la SE Guadalajara II (2x100 MVA), la distribución de carga en la transformación es desigual, lo que ocasiona un mayor flujo de potencia a través de los transformadores de la SE Guadalajara II.

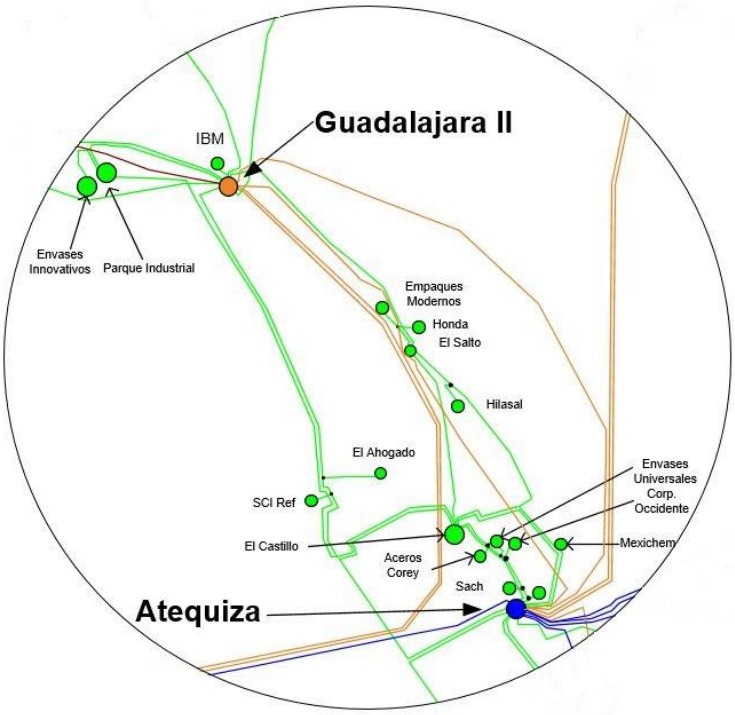
Entre las subestaciones eléctricas que demandan mayor cantidad de flujo de la transformación de la SE Guadalajara II se encuentran: la SE Parque Industrial, El Salto Jalisco y Las Pintas, cuyos principales consumidores son las empresas manufactureras y los nuevos desarrollos habitacionales y recreativos que se establecieron en la zona.

Aunado a la disparidad de carga que toman las SE Guadalajara II y Atequiza, se tiene el riesgo de que ante contingencia de alguno de los transformadores 230/69 kV de la SE Guadalajara II, el transformador paralelo en servicio tenga una sobrecarga superior a 50%, poniendo en riesgo la integridad del equipo.

De lo anterior, se deriva el que actualmente se tenga en riesgo el poder alimentar la carga del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), ya que ante contingencia de uno de los transformadores de 230/69 kV de la SE Guadalajara II, implicaría tiros de carga para mantener la Confiabilidad de la red de 69 kV de la zona de influencia.

En la figura 9.6.8.1 se muestra de manera geográfica las principales subestaciones de la red eléctrica que se alimenta desde la SE Guadalajara II y la SE Atequiza.

Figura 9.6.8.1. Diagrama geográfico de la red eléctrica en el sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales ante contingencia de uno de los bancos de transformación 230/69 kV de 100 MVA en la SE Guadalajara II y las esperadas en condición de red completa, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica de 69 kV y atender el crecimiento de la demanda del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG); las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Entronque de la LT Guadalajara II – 93730 – Atequiza en la SE El Salto Jalisco con una longitud de 0.2 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV sobre poste troncocónico.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE El Salto Jalisco para la conexión de las nuevas LT.
- LT El Salto Jalisco – Castillo con una longitud de 6 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico, para inhabilitar la actual LT El Salto Jalisco – 63670 – Castillo (se utilizarán los alimentadores existentes).
- LT El Salto Jalisco – Parque Industrial con una longitud de 9.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico.
- Un alimentador en 69 kV en la SE El Salto Jalisco para la conexión de la nueva LT.
- Un alimentador en 69 kV en la SE Parque Industrial para la conexión de la nueva LT.
- Reemplazo de Transformadores de Corriente (TC's) de la LT Guadalajara

II – 63770 – Parque Industrial para alcanzar una cargabilidad de 157 MVA.
- Reemplazo de TC's de la LT Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco para alcanzar una cargabilidad de 108 MVA.

Transformación:

- Cuatro transformadores monofásicos nuevos 230/69 kV de 75 MVA cada uno (se incluye fase de reserva) para instalarse en la SE El Salto Jalisco.

Equipo en Subestaciones Eléctricas

- Reemplazo de TC's de las LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial y Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco.
- Reemplazo de dos interruptores de 69 kV en la SE Atequiza por superar su nivel de corto circuito.
- Reemplazo de 36 juegos de cuchillas de 69 kV en la SE Guadalajara II por superar su nivel de corto circuito.

Alternativa 2

Trasmisión:

- LT El Salto Jalisco – Castillo con una longitud de 6.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico, para inhabilitar la actual LT El Salto Jalisco – 63670 – Castillo (se utilizarán los alimentadores existentes).
- LT Guadalajara II – Parque Industrial con una longitud de 4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico.
- Un alimentador en 69 kV en la SE Guadalajara II para la conexión de la nueva LT.
- Un alimentador en 69 kV en la SE Parque Industrial para la conexión de la nueva LT.
- Recalibración de la LT Castillo – 63580 – Parque Industrial de 12.15 km con un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR (si las estructuras no soportaran el peso del conductor, debe recalibrase con conductor calibre 477 kcmil de alta temperatura).
- Reemplazo de TC's de la LT Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco para alcanzar una cargabilidad de 108 MVA.
- Reemplazo de Transformadores de Corriente (TC's) de la LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial para alcanzar una cargabilidad de 157 MVA.

Transformación:

- Tres transformadores monofásicos nuevos 230/69 kV de 33.33 MVA cada uno (no se incluye fase de reserva) para instalarse en la SE Guadalajara II.

Equipo en Subestaciones Eléctricas

- Reemplazo de TC's de las LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial y Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco.
- Reemplazo de dos interruptores de 69 kV en la SE Atequiza por superar su nivel de corto circuito.
- Reemplazo de 36 juegos de cuchillas de 69 kV en la SE Guadalajara II por superar su nivel de corto circuito.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.6.8.2 y 9.6.8.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las alternativas.

Figura 9.6.8.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

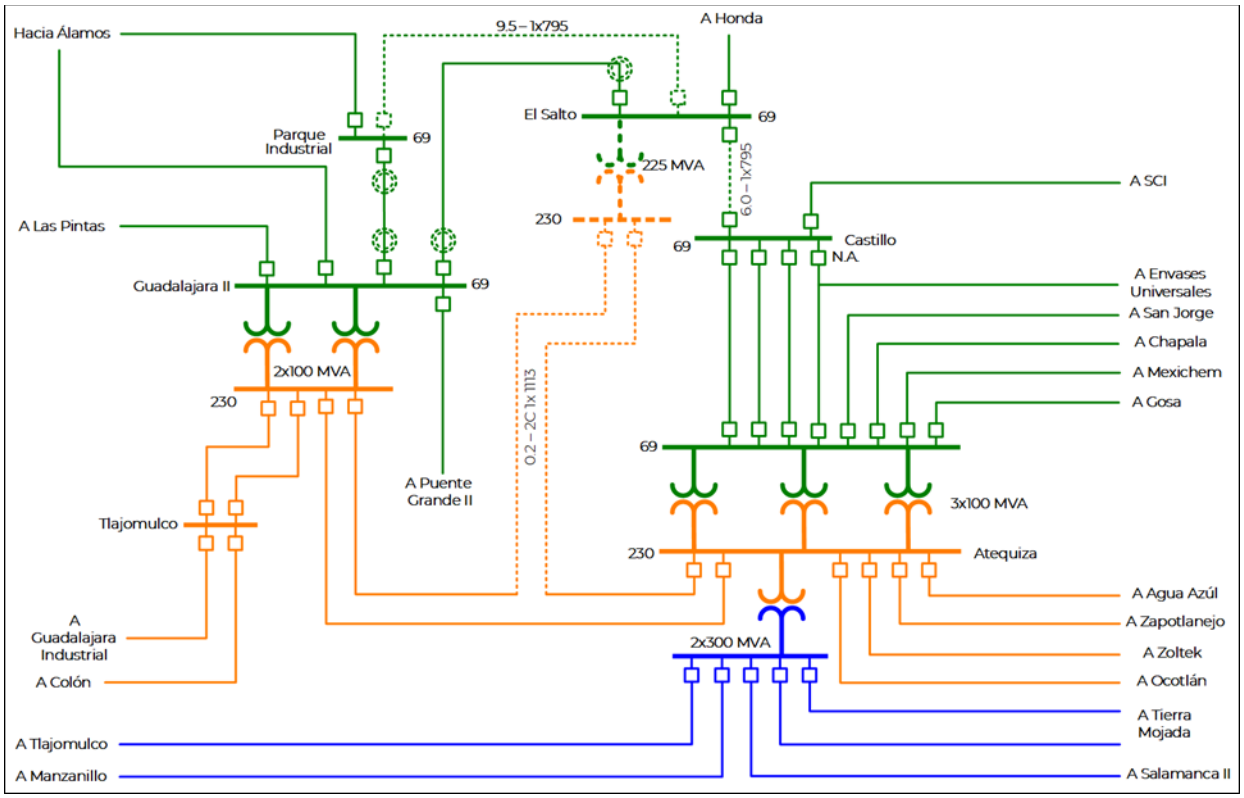
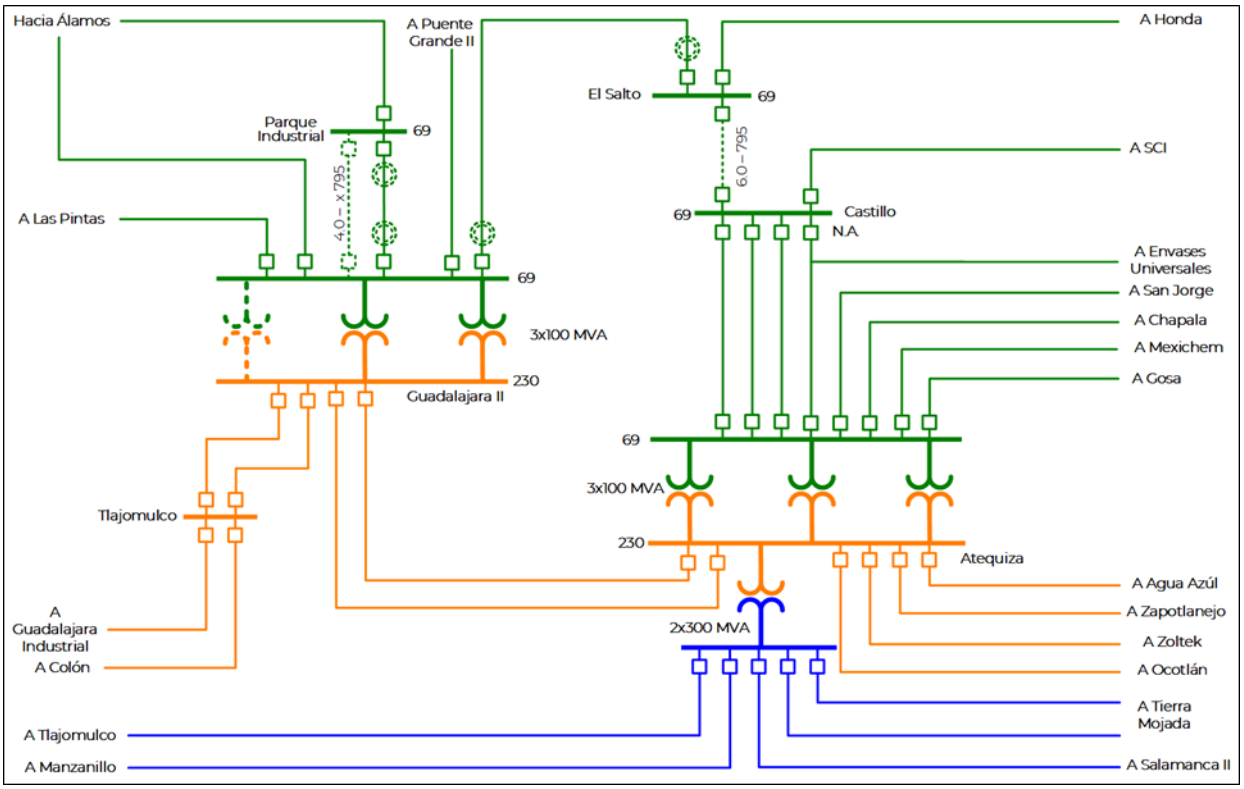


Figura 9.6.8.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **442.6 millones de pesos de 2019** (22.97 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 15.7 km-c de línea de transmisión, dos alimentadores en 230 kV, dos alimentadores en 69 kV, 300 MVA de transformación y el reemplazo de TC de las LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial y Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco (incluidos en los costeos).

Los cuadros 9.6.8.1 al 9.6.8.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.8.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Salto Jalisco Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-20	abr-25	163.613
Total			**300.0**				**163.613**

T. Transformador

Cuadro 9.6.8.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Salto Jalisco entronque Guadalajara II – 93730 – Atequiza	230	2	0.4	abr-20	abr-25	2.920
El Salto Jalisco – Castillo	69	1	6.0	abr-20	abr-25	59.300
El Salto Jalisco – Parque Industrial	69	1	9.5	abr-20	abr-25	93.891
Total			**15.9**			**156.111**

Cuadro 9.6.8.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Salto Jalisco	Alimentador Ampliación	2	230	abr-20	abr-25	64.221
El Salto Jalisco	Alimentador Ampliación	1	69	abr-20	abr-25	11.566
Parque Industrial	Alimentador Ampliación	1	69	abr-20	abr-25	11.566
Atequiza	Alimentador Sustitución	2	69	abr-20	abr-25	23.131
Guadalajara II	Cuchillas Sustitución	36	69	abr-20	abr-25	7.848
Guadalajara II	TC	2	69	abr-20	abr-25	2.300
El Salto	TC	1	69	abr-20	abr-25	1.150
Parque Industrial	TC	1	69	abr-20	abr-25	1.150
Total						**122.932**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **314.16 millones de pesos de 2019** (16.30 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 22.6 km-c de línea de transmisión, dos alimentadores en 69 kV, 100 MVA de transformación, el reemplazo de TC de las LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial y Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco (incluidos en los costeos) y la reubicación de equipo primario 230/161 kV en la SE Guadalajara II.

Los cuadros 9.6.8.4 a 9.6.8.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.8.4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Guadalajara II Banco 5	3	T	100.0	230/69	abr-20	abr-25	89.308
Total			**100.0**				**89.308**

T. Transformador

Cuadro 9.6.8.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Salto Jalisco – Castillo	69	1	6.5	abr-20	abr-25	64.241
Guadalajara II – Parque Industrial	69	1	4.0	abr-20	abr-25	39.533
Castillo – Parque Industrial (recalibración)	69	1	12.15	abr-20	abr-25	36.447
Total			**22.65**			**140.221**

Cuadro 9.6.8.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Guadalajara II	Alimentador Ampliación	1	69	abr-20	abr-25	11.566
Parque Industrial	Alimentador Ampliación	1	69	abr-20	abr-25	11.566
Guadalajara II	Reubicación Eq. primario	1	161	abr-20	abr-25	25.926
Atequiza	Alimentador Sustitución	2	69	abr-20	abr-25	23.131
Guadalajara II	Cuchillas Sustitución	36	69	abr-20	abr-25	7.848
Guadalajara II	TC	2	69	abr-20	abr-25	2.300
El Salto	TC	1	69	abr-20	abr-25	1.150
Parque Industrial	TC	1	69	abr-20	abr-25	1.150
Total						**84.637**

Indicadores técnicos y económicos.

La limitante para poder satisfacer la demanda en el sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG) se presenta en la SE Guadalajara II. Se prevé que esto ocurra a partir de 2026 en condición de red completa y, desde este año, ante contingencia de uno de los bancos 230/69 kV de 100 MVA ya se presenta la saturación por arriba del 20% en el banco paralelo.

En la figura 9.6.8.4 se muestran los flujos pre-contingencia que tendrá la red del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), particularmente en la red comprendida entre las SE Guadalajara II y Atequiza. Se puede observar que los transformadores T-1 y T-2 de la SE Guadalajara II alcanzan el 95.8% y 95.5% de su capacidad (100 MVA c/u), mientras que los transformadores T-3, T-4 y T-5 de la SE Atequiza alcanzan el 51.8%, 52.9% y 51.1%, respectivamente. Por otro lado, en la figura 9.6.8.5 se observan los flujos post-contingencia ante el disparo del T-4 de la SE Guadalajara II, el transformador que se mantiene en operación (T-3) alcanza un 161.5 % de su capacidad nominal, sobrepasando así el criterio del 120% de sobrecarga ante contingencia de transformador.

Los flujos de la red analizada, incorporando la Alternativa 1 se muestran en la figura 9.6.8.6, donde se observa que ante la incorporación de la transformación 230/69 kV de 225 MVA en la SE El Salto Jalisco los bancos de transformación de la SE Guadalajara II T-3 y T-4 toman el 62.6% y 62.4% de su capacidad nominal, mientras que los transformadores T-3, T-4 y T-5 de la SE Atequiza alcanzan el 41.4%, 42.3% y 40.9% de su capacidad nominal, respectivamente, por consecuencia se tiene una disminución de flujo respecto al caso base, dado que eléctricamente se incorpora a la red una nueva fuente que es de impedancia menor respecto a los transformadores de la SE Atequiza.

Adicionalmente, puede apreciarse que el nuevo banco 230/69 kV de 225 MVA de la SE El Salto Jalisco toma un 45% de su capacidad nominal. Considerando que, para la red estudiada con la Alternativa 1, la contingencia sencilla más severa es la falla del nuevo transformador de la SE El Salto Jalisco, en la figura 9.6.8.7 se muestran los flujos correspondientes, tomando en cuenta que este es un escenario similar al caso base de red completa, sin embargo, los flujos, en los transformadores 230/69 kV de la zona no son iguales, debido a que en la red de 69 kV se incluyó la LT de la SE El Salto Jalisco a la SE Parque Industrial. Con esta alternativa se refuerza la

transformación y red asociada que provee de energía al sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG).

De igual forma, en las figuras 9.6.8.8 y 9.6.8.9 se muestran los flujos pre-contingencia y post-contingencia considerando la inclusión de la Alternativa 2. Se observa que con red completa los transformadores de la SE Guadalajara II T-3, T-4 y del T-5 (nuevo transformador) alcanzan el 69.6%, 69.4% y 69.6% de su capacidad nominal, respectivamente, mientras que los transformadores T-3, T-4 y T-5 de la SE Atequiza toman el 46.2%, 47.2% y 45.6%. Con esta alternativa ante la contingencia de cualquier banco de transformación, de la SE Guadalajara II o de la SE Atequiza se mantiene una condición similar a la red completa del caso base con la posibilidad de seguir satisfaciendo la demanda de manera segura y confiable.

La Alternativa 1 cuenta con la ventaja de aportar una fuente (subestación) adicional a la red de 230 y 69 kV que alimenta la zona de influencia disminuyendo la demanda que suministran las SE Guadalajara II y Atequiza, proporcionando una mayor Confiabilidad a la red ante contingencias de buses en las SE Guadalajara II o Atequiza. Asimismo, otorga flexibilidad operativa para mantenimientos de bancos de transformación 230/69 kV del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG).

Figura 9.6.8.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Sin Proyecto)

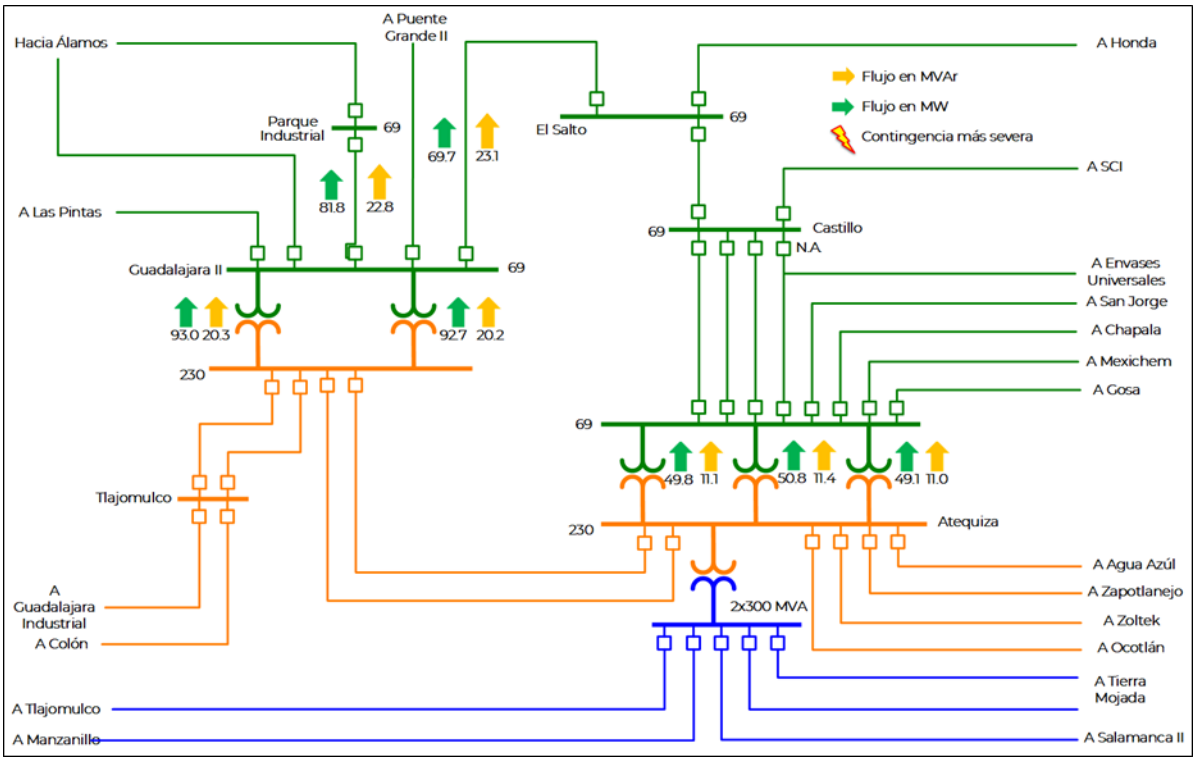


Figura 9.6.8.5. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Sin Proyecto)

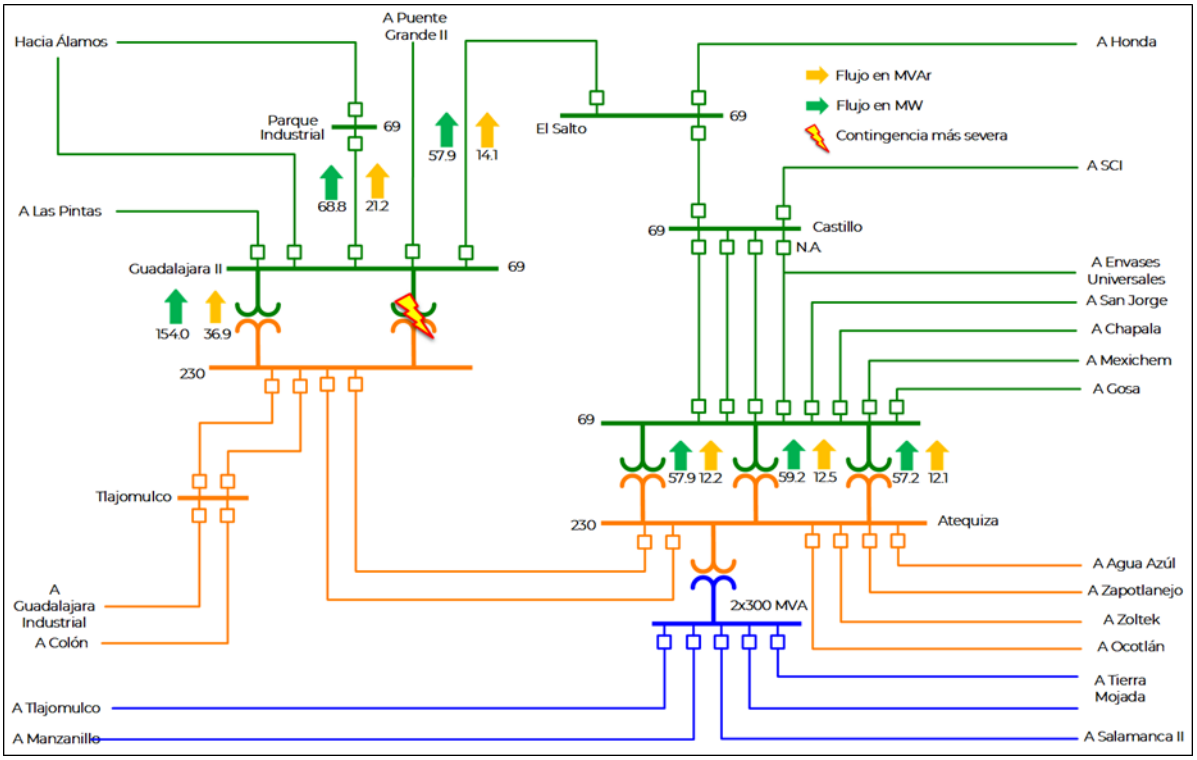


Figura 9.6.8.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Alternativa 1)

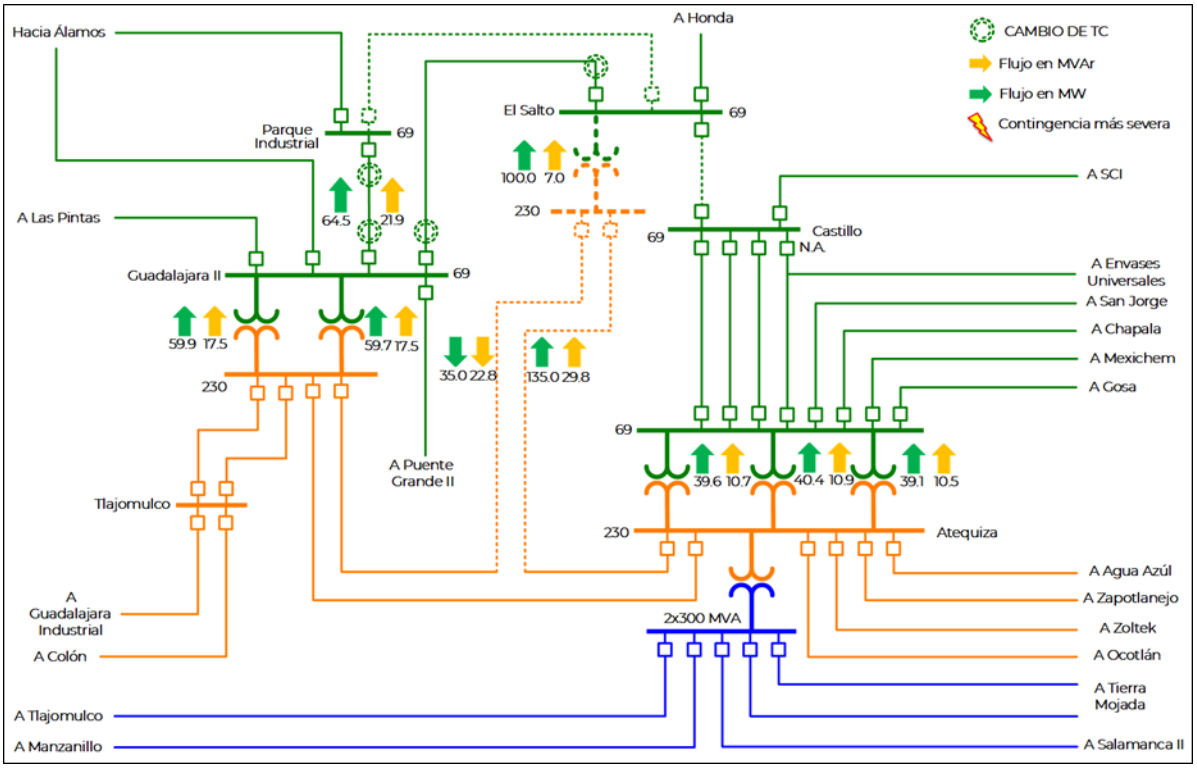


Figura 9.6.8.7. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Alternativa 1)

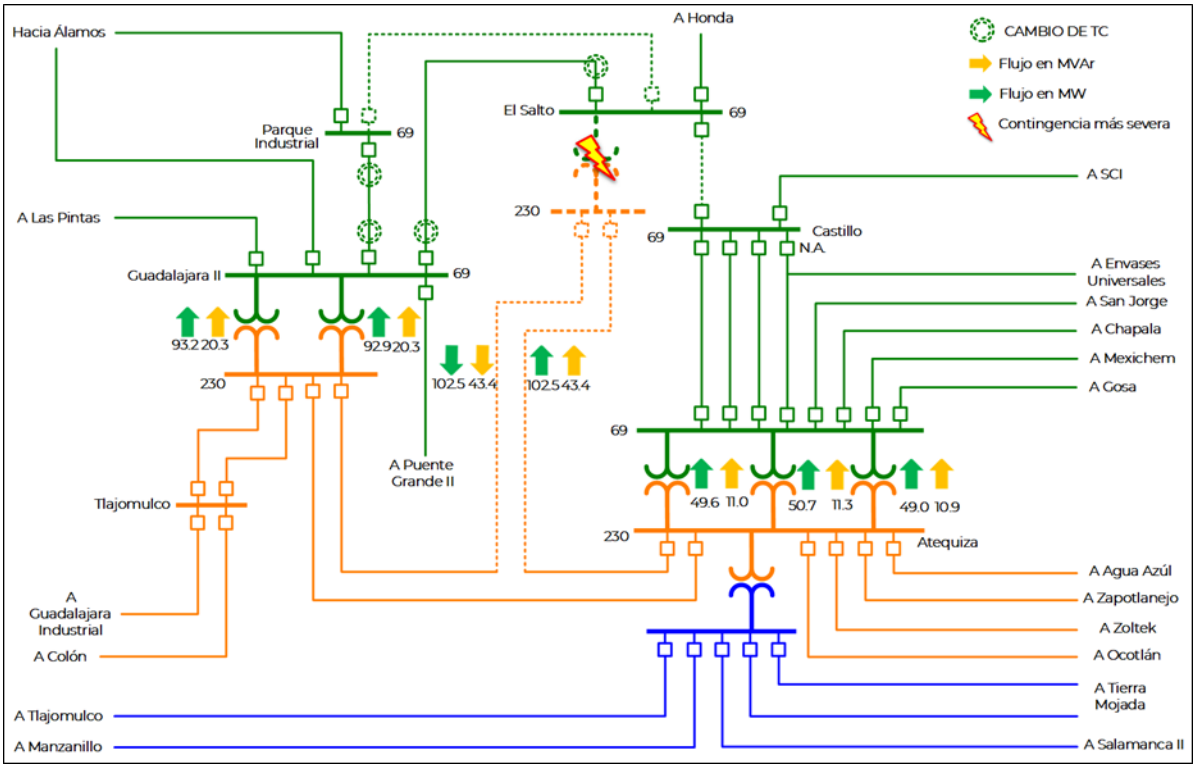


Figura 9.6.8.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Alternativa 2)

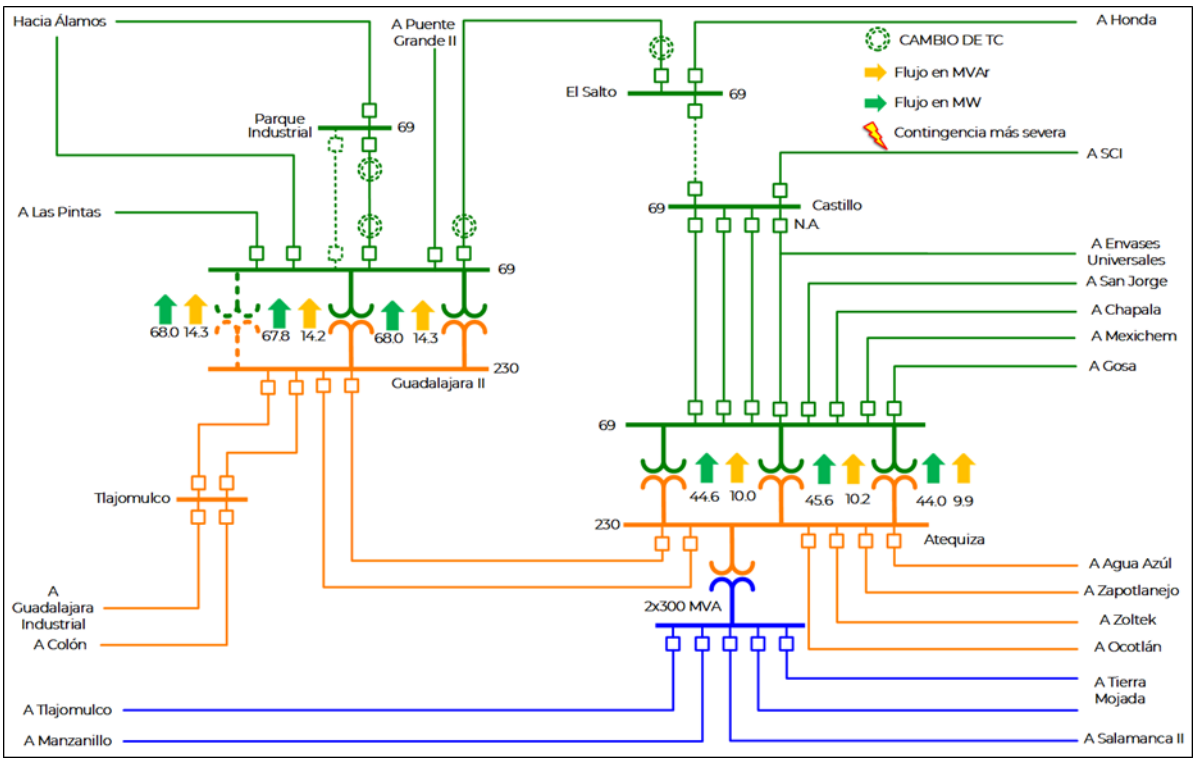
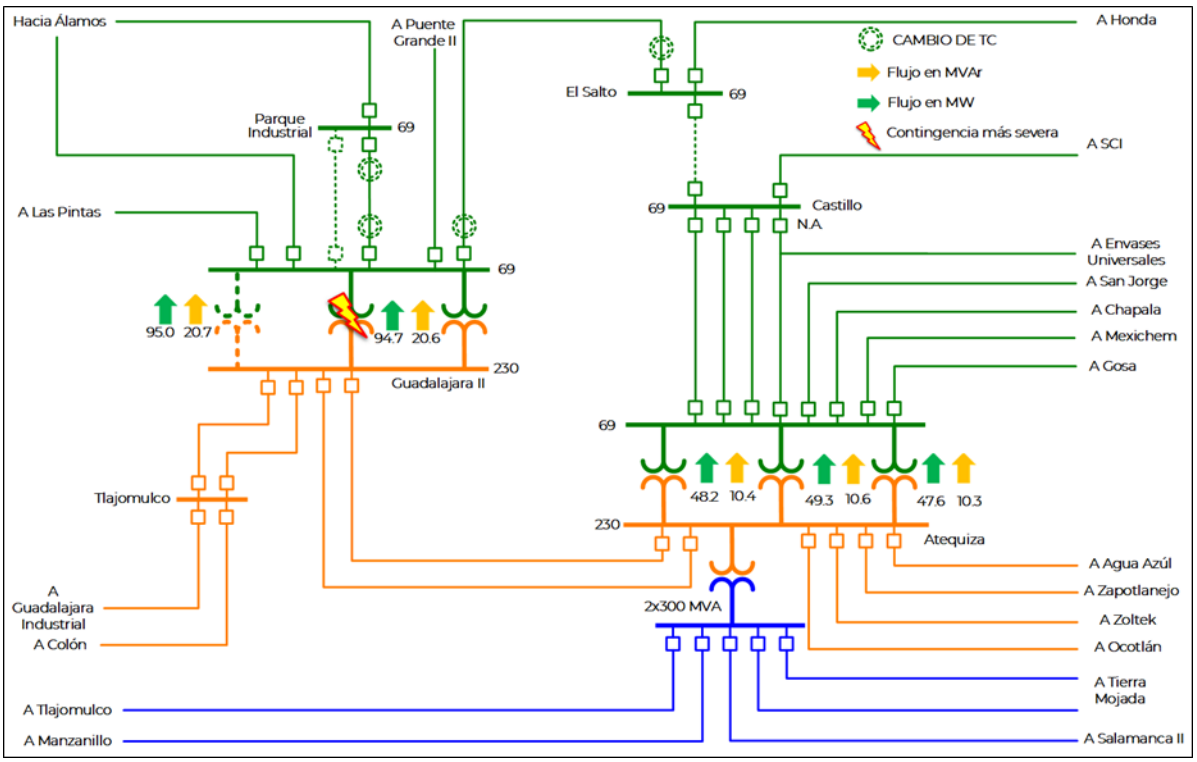


Figura 9.6.8.9. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la zona sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.8.7 y 9.6.8.8 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.8.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
107.75	87.02	5,669.42	3,700.28	402.90	1,969.13	4.89

Cuadro 9.6.8.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
39.87	109.04	3,083.89	1,989.69	286.50	1,094.20	3.82

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.8.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda del sur de la zona Metropolitana de Guadalajara, en donde las alternativas 1

y 2 tienen una demanda de saturación similar ante contingencia, pero una ventaja sustancial de la Alternativa 1 contra la Alternativa 2 en demanda de saturación en red completa. El cuadro 9.6.8.10 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.8.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	350.60 MW	256.54 MW
Alternativa 1	515.52 MW	413.65 MW
Alternativa 2	465.05 MW	407.40 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Cuadro 9.6.8.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	411.6	283.1
Relación Beneficio/Costo	4.89	3.82

Por 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 del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara.

P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí

Diagnóstico operativo.

La zona San Luis Potosí engloba principalmente clientes residenciales, así como corredores industriales instalados en la red de 115 kV de la ciudad de San Luis Potosí y su zona metropolitana. Dentro de la zona de influencia se ubican cargas industriales importantes como papeleras, armadoras, alimenticias, diversos parques industriales uno de ellos el parque Logistik, entre otros más.

La red interconectada de 115 kV de la zona de influencia es suministrada por medio de cinco SE: San Luis Potosí, San Luis II, La Pila y Villa de Reyes, con una transformación instalada de 230/115 kV de una capacidad total de 825 MVA; además de 375 MVA de transformación 400/115 kV en la SE El Potosí.

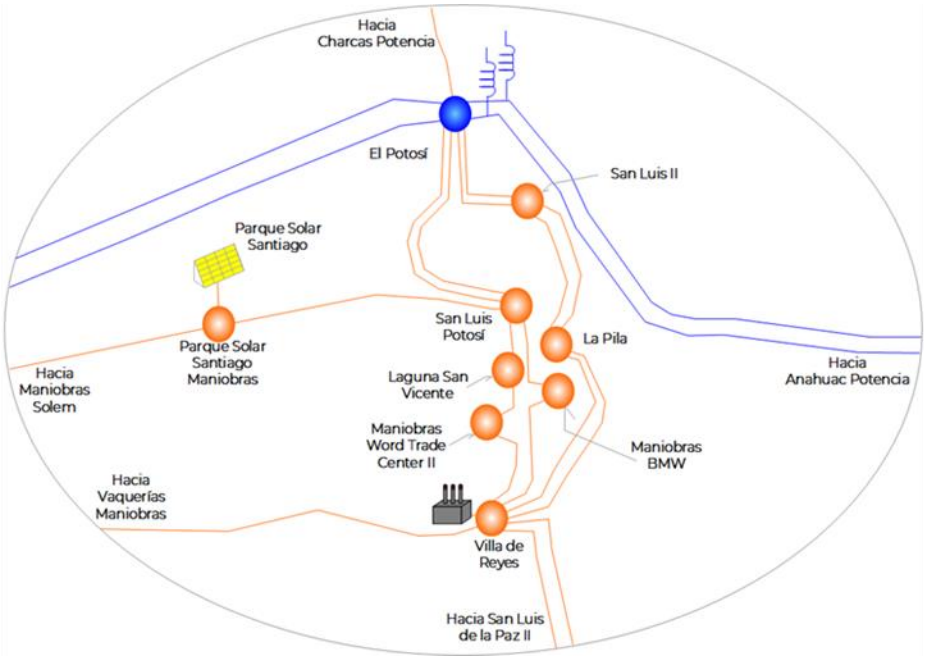
Para el año 2025, se prevé que el autotransformador 230/115 kV de la SE La Pila alcance el 99% de su capacidad nominal en condiciones de red completa.

Ante la falla de alguno de los autotransformadores 230/115 kV del área de influencia se presentan flujos entre el 100% y 120% en los autotransformadores restantes, donde la falla más crítica es la del autotransformador AT-01 de la SE La Pila (225 MVA) que ocasiona flujos en los autotransformadores de la SE San Luis Potosí de 147% (3 x 100 MVA) y un flujo de 123% (100 MVA) en el autotransformador de las SE Villa de Reyes.

Adicionalmente, ante la falla del autotransformador de la SE Villa de Reyes se presenta un flujo en el autotransformador de la SE La Pila de 120% y la LT Logistik - La Pila (73660) alcanza un flujo de 120%.

En la figura 9.6.9.1 se muestra de manera geográfica las principales subestaciones eléctricas de la red eléctrica de la zona San Luis Potosí.

Figura 9.6.9.1. Diagrama geográfico de la Zona San Luis Potosí



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para reforzar la transformación 230/115 kV de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda de la zona San Luis Potosí; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Cuatro autotransformadores monofásicos nuevos 230/115 kV de 75 MVA cada uno (incluye fase de reserva) para instalarse en un predio aledaño a la actual SE Laguna San Vicente, esta nueva SE se denomina Laguna San Vicente II.

Transmisión:

- Entronque de la LT Maniobras BMW – 93N50 – San Luis Potosí en la SE San Vicente II con una longitud de 3.65 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 230 kV en la SE Laguna San Vicente II.
- LT en 230 kV para entroncar la LT Laguna San Vicente – 93N30 – San Luis Potosí en la SE San Vicente II con una longitud de 0.2 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV. Esta obra también requiere de dos alimentadores en 230 kV en la SE San Vicente II.
- LT para entroncar las LT Maniobras World Trade Center (WTC) – 73S10 – La Pila y Barracuda – 73410 – La Pila en la SE San Vicente II con una longitud de 2.45 km de cuatro circuitos y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV. Para esta LT se requieren cuatro

alimentadores en 115 kV en la SE San Vicente II para la conexión de las nuevas líneas de transmisión.

- LT Logistik - San Vicente II con una longitud de 3.65 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para conectar la actual LT Logistik – 73660 – La Pila en la SE San Vicente II, dejando deshabilitado el tramo de línea hacia la SE La Pila.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE San Vicente II para la conexión de la nueva LT.
- LT Logistik - San Vicente II con una longitud de 4.7 km y conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre poste troncocónico para continuar la línea Logistik – 73650 – San Luis Metal Forming.
- Modernización de la LT San Luis Industrial – 73870 – San Luis Potosí para alcanzar una cargabilidad del conductor predominante (795 ACSR, 179 MVA).

Reemplazo de equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Reemplazo de TC's de la LT Tres Naciones – 73950 – La Pila (ambas subestaciones) para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.

Alternativa 2

Transformación:

- Cuatro autotransformadores monofásicos nuevos 230/115 kV de 75 MVA cada uno (incluye fase de reserva) para instalarse en una nueva SE denominada Arroyos.

Transmisión:

- Entronque de la LT Maniobras BMW – 93N50 – San Luis Potosí en la SE Arroyos con una longitud de 1.85 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV sobre poste troncocónico. Para esta obra se requiere la construcción de dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Arroyos para la conexión de las nuevas líneas de transmisión.
- Entronque de la LT Laguna San Vicente – 93N30 – San Luis Potosí en la SE Arroyos con una longitud de 0.1 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV. Para esta obra también se requiere la construcción de dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Arroyos para la conexión de las nuevas líneas de transmisión.
- Entronque de las LT en 115 kV Maniobras World Trade Center – 73850 – San Luis Potosí y LT Barracuda – 73860 – San Luis Potosí en la SE Arroyos con una longitud de 0.1 km de cuatro circuitos y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR. Esta obra requiere la construcción de cuatro alimentadores en 115 kV en la SE Arroyos para la conexión de las nuevas líneas de transmisión.
- Entronque de la LT Tres Naciones – 73740 – San Luis Industrial en la SE Arroyos con una longitud de 1.2 km doble circuito y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre poste troncocónico.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Arroyos para la conexión de las nuevas LT.
- LT Logistik - Maniobras World Trade Center con una longitud de 7.2 km y conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre poste

troncocónico para continuar la línea Logistik – 73650 – San Luis Metal Forming.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Maniobras World Trade Center para la conexión de la nueva LT.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.6.9.2 y 9.6.9.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.9.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

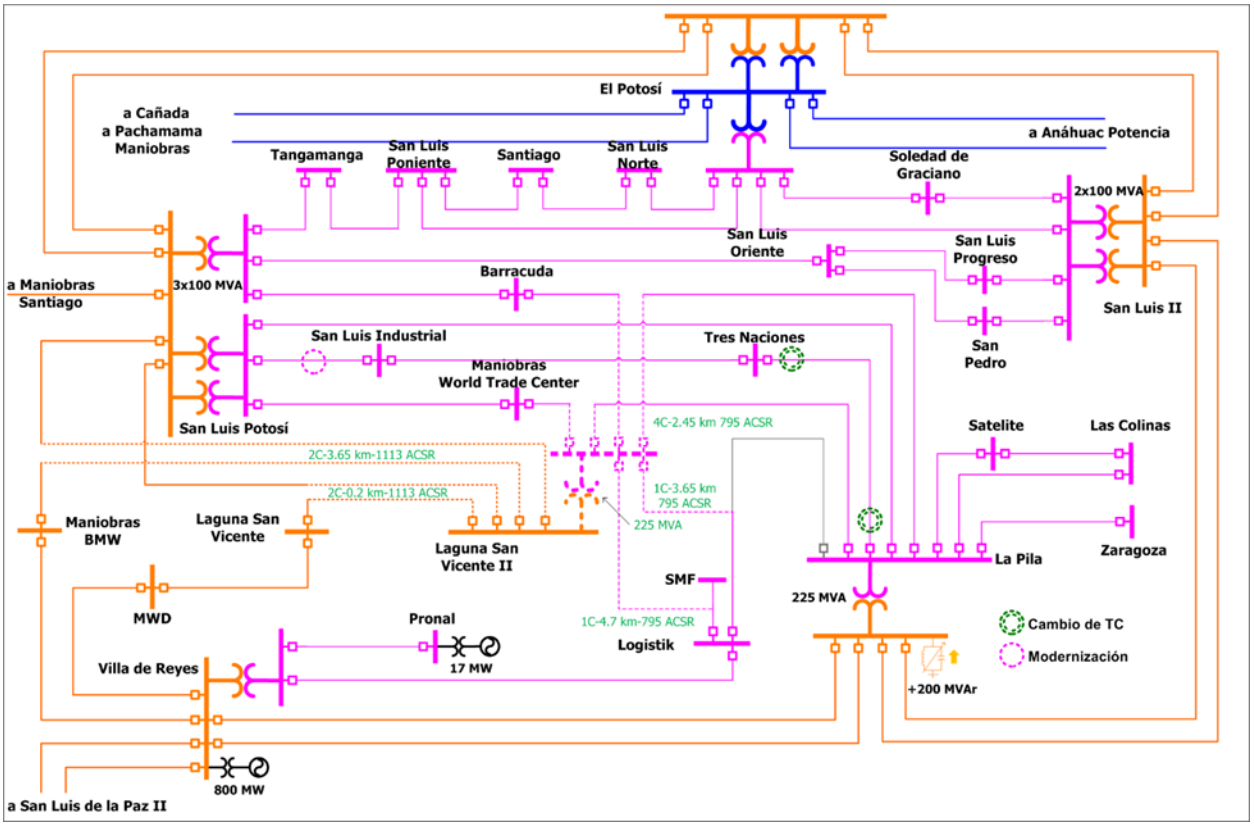
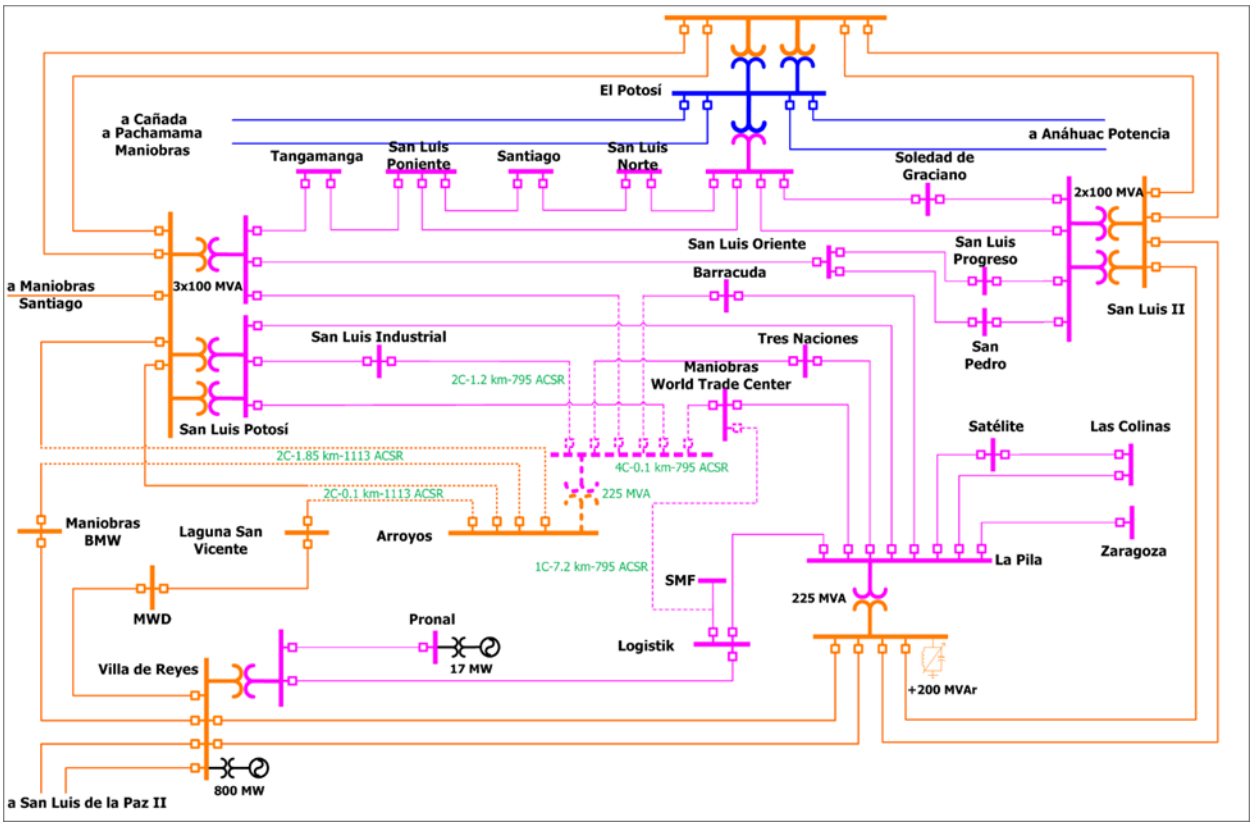


Figura 9.6.9.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **587.088 millones de pesos de 2019** (30.477 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de cuatro unidades monofásicas de transformación 230/115 kV con un total de 300 MVA de capacidad (incluye fase de reserva), 27.05 km-c de línea de transmisión, cuatro alimentadores en 230 kV y seis alimentadores en 115 kV.

Los cuadros 9.6.9.1 al 9.6.9.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.9.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-25	192.705
Total			**300.0**				**192.705**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.9.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW – San Luis Potosí	230	2	7.30	abr-25	abr-25	26.942
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente – San Luis Potosí	230	2	0.40	abr-25	abr-25	1.476
Laguna San Vicente II entronque La Pila – Maniobras WTC y La Pila – Barracuda	115	4	9.80	abr-25	abr-25	18.229
Laguna San Vicente II – Logistik	115	1	3.65	abr-25	abr-25	10.949
Laguna San Vicente II – Logistik (parques industriales)	115	1	4.70	abr-25	abr-25	46.451
Modernización San Luis Industrial – San Luis Potosí	115	1	1.20	abr-25	abr-25	5.968
Total			**27.05**			**110.015**

Cuadro 9.6.9.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Laguna San Vicente II	Alimentador	4	230	abr-25	abr-25	140.819
Laguna San Vicente II	Alimentador	6	115	abr-25	abr-25	141.950
Tres Naciones	TC (sustitución)	1	115	abr-25	abr-25	0.800
La Pila	TC (sustitución)	1	115	abr-25	abr-25	0.800
Total						**284.368**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **609.356 millones de pesos de 2019** (31.633 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de cuatro unidades monofásicas de transformación 230/115 kV con un total de 300 MVA de capacidad (incluye fase de reserva), 13.9 km-c de línea de transmisión, cuatro alimentadores en 230 kV y siete alimentadores en 115 kV.

Los cuadros 9.6.9.4 al 9.6.9.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.9.4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Arroyos Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-25	192.705
Total			**300.0**				**192.705**

AT. Transformador

Cuadro 9.6.9.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Arroyos entronque Laguna San Vicente – San Luis Potosí	230	2	0.2	abr-25	abr-25	0.738
Arroyos entronque Maniobras BMW – San Luis Potosí	230	2	3.7	abr-25	abr-25	27.014
Arroyos entronque Maniobras WTC – San Luis Potosí y Barracuda – San Luis Potosí	115	4	0.4	abr-25	abr-25	0.744
Arroyos entronque Tres Naciones – San Luis Industrial	115	2	2.4	abr-25	abr-25	12.881
Logistik – Maniobras WTC	115	1	7.2	abr-25	abr-25	71.159
Total			**13.9**			**112.536**

Cuadro 9.6.9.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Arroyos	Alimentador	4	230	abr-25	abr-25	140.819
Arroyos	Alimentador	6	115	abr-25	abr-25	141.950
Maniobras World Trade Center	Alimentador (ampliación)	1	115	abr-25	abr-25	21.347
Total						**304.116**

Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima de la zona San Luis Potosí pronosticada para el año 2025 es de 864.37 MW, lo cual provoca que el autotransformador de la SE La Pila se encuentre al 99% de su capacidad nominal. En consecuencia, ante contingencia del autotransformador antes mencionado se presentan sobrecargas superiores al 20% en los autotransformadores de la SE San Luis Potosí, lo que limitaría la capacidad de suministro de energía.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementa la Confiabilidad de suministro de la carga conectada.

En la Figura 9.6.9.4, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2025 en la red de transmisión de 230 kV y 115 kV de la zona San Luis Potosí considerando la demanda máxima de la zona sin proyecto.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas de suministro y se cuentan con valores cercanos a la capacidad nominal en el autotransformador de la SE La Pila. Sin embargo, ante contingencia de dicho autotransformador se tendrían sobrecargas en las SE San Luis Potosí y Villa de Reyes por lo que se limitaría la carga (figura 9.6.9.5).

En las figuras 9.6.9.6 a 9.6.9.9 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, donde se observa que la contingencia más severa para la Alternativa 1 es la falla del autotransformador 230/115 kV de la SE La Pila, no obstante, la carga en todos los autotransformadores del área de influencia se mantiene por debajo del 100% de su capacidad nominal. Para la Alternativa 2, la contingencia más severa es la falla en el autotransformador 230/115 kV de la SE La Pila, del mismo modo que en la Alternativa 1, la carga de los autotransformadores queda por debajo de su capacidad nominal.

Ambas alternativas cuentan con la ventaja de aportar una fuente (subestación) adicional a la red de 230 y 115 kV que alimenta la zona de influencia disminuyendo la demanda que suministra la SE La Pila, proporcionando una mayor Confiabilidad a la red ante contingencias de transformadores en la zona de influencia. Asimismo, otorga flexibilidad operativa para mantenimientos de bancos de transformación 230/115 kV de la Zona San Luis Potosí.

Figura 9.6.9.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)

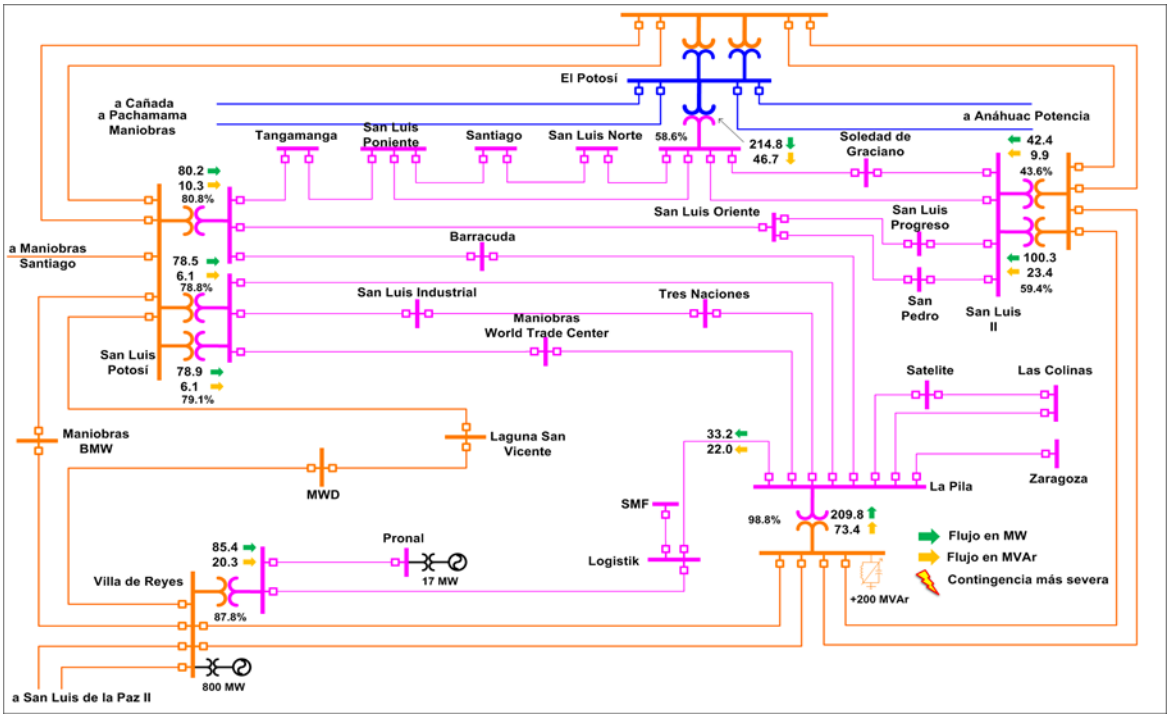


Figura 9.6.9.5. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)

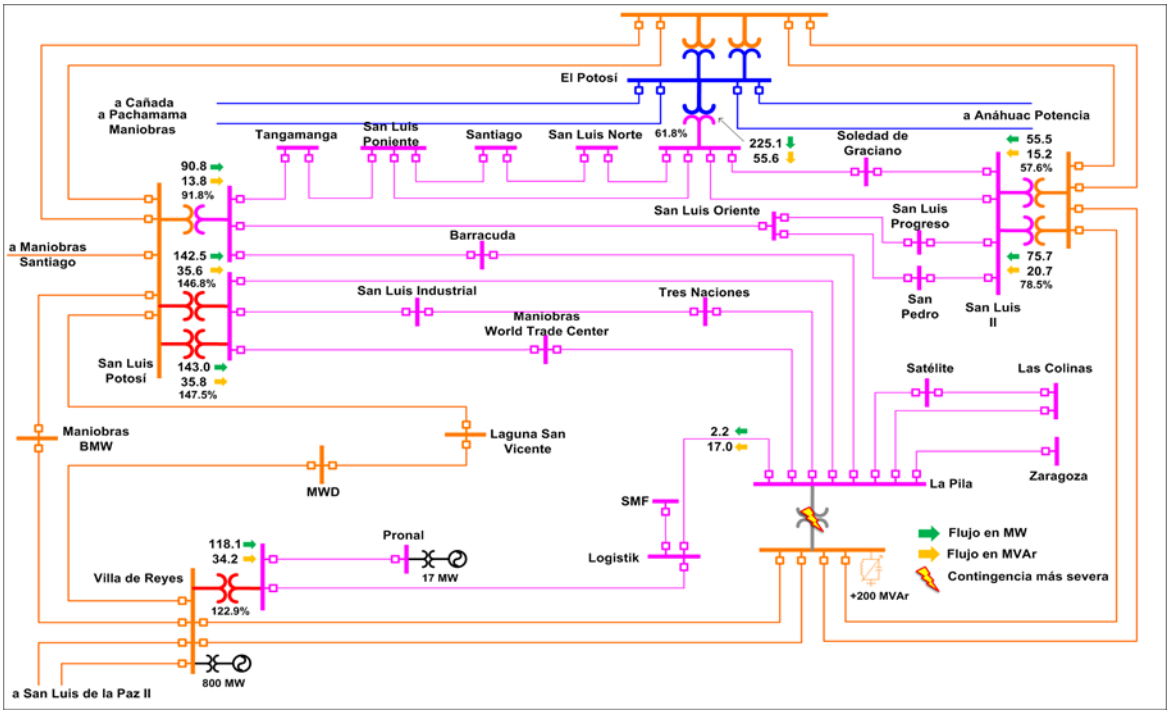


Figura 9.6.9.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 1)

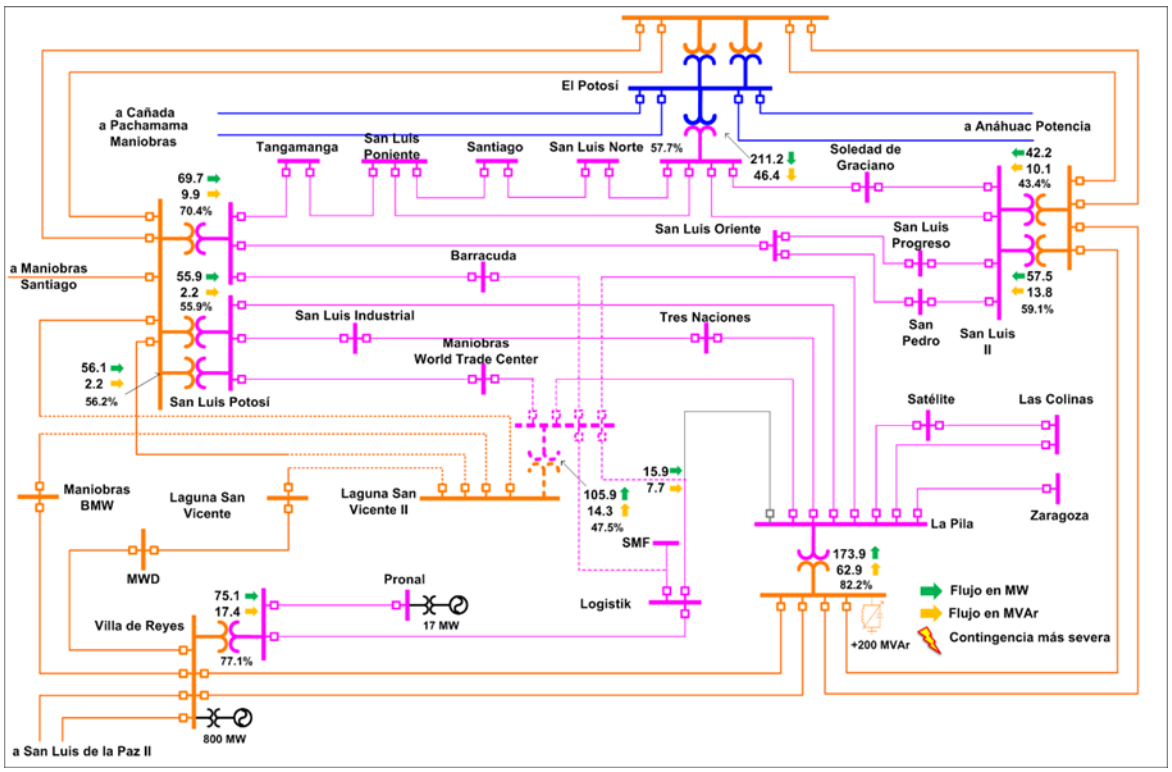


Figura 9.6.9.7. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa1)

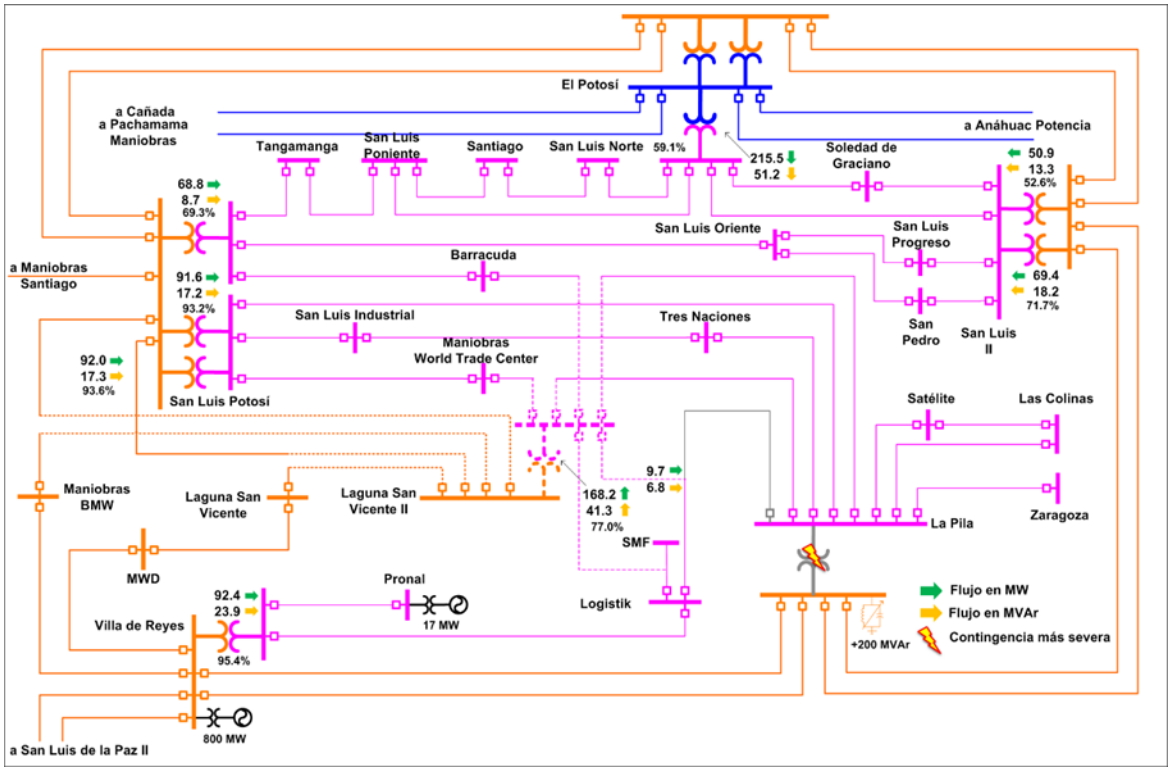


Figura 9.6.9.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)

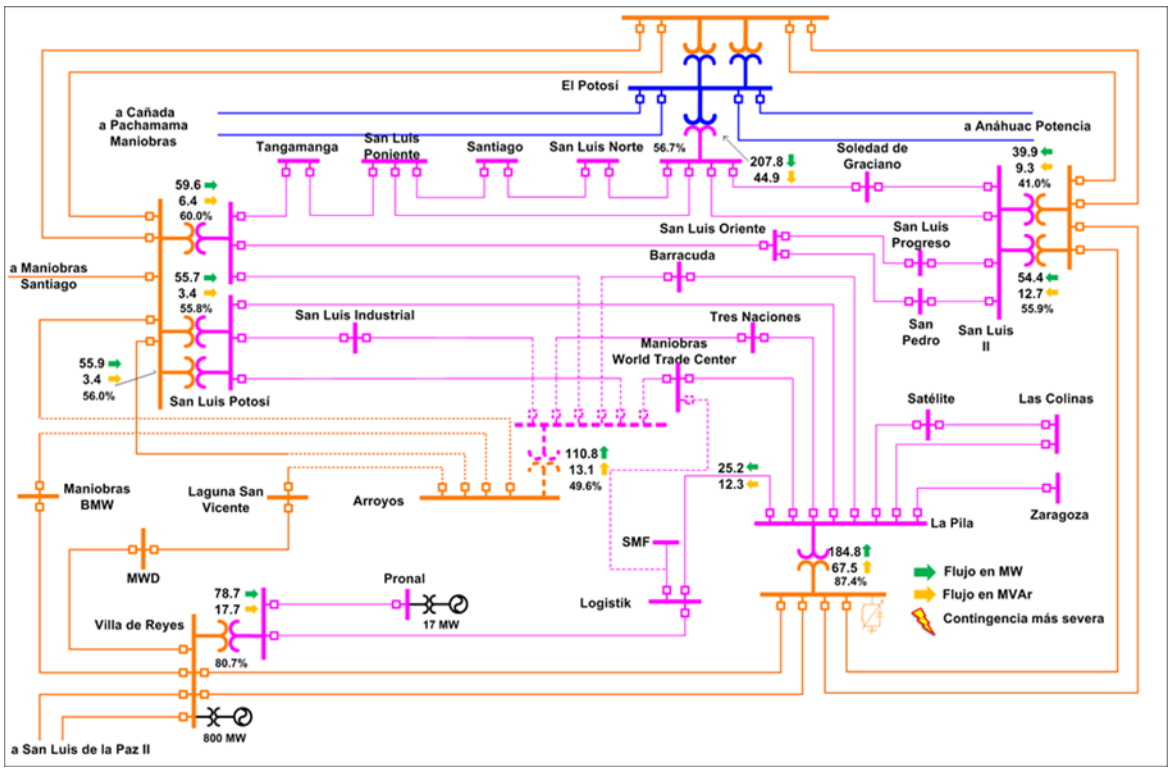
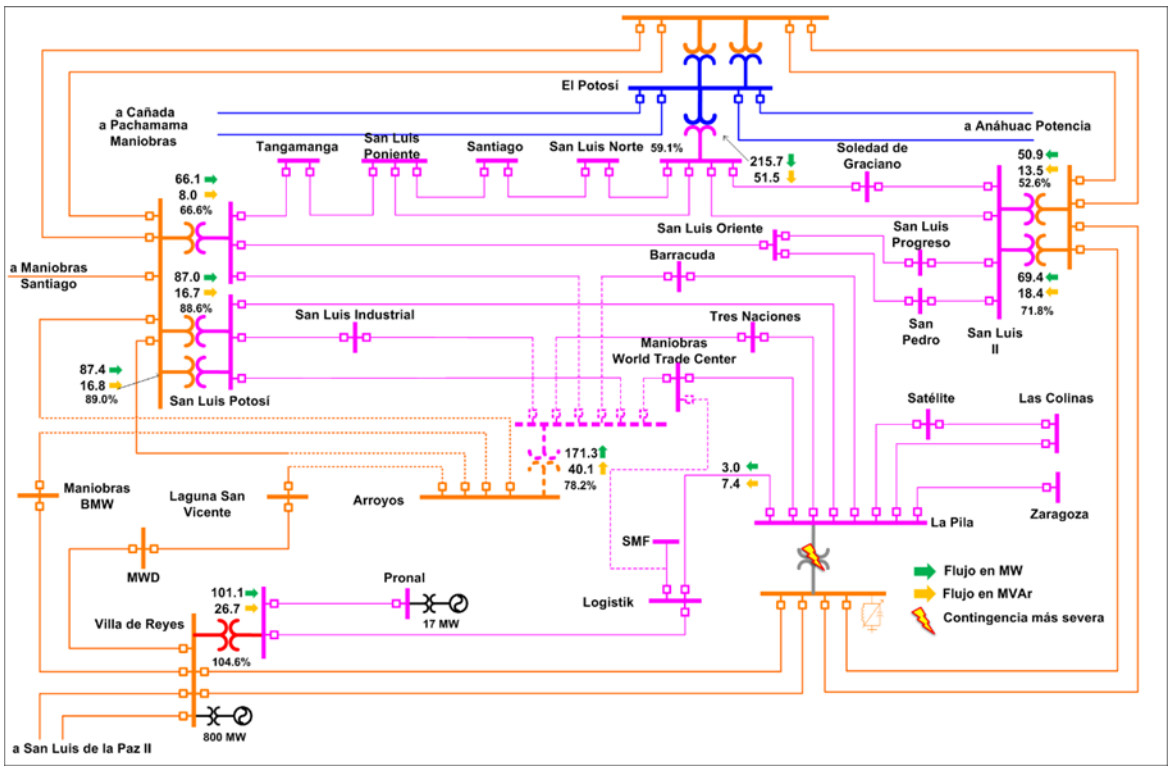


Figura 9.6.9.9. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.9.7 y 9.6.9.8 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.9.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	194.12	3,908.30	2,532.59	533.32	1,375.70	2.58

Cuadro 9.6.9.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
37.96	192.42	1,476.44	881.58	552.20	594.85	1.08

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.9.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia, así como en red completa.

Cuadro 9.6.9.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	882.81 MW	722.03 MW
Alternativa 1	1,059.53 MW	993.90 MW
Alternativa 2	996.40 MW	940.31 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.9.10 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 a largo plazo de la Zona San Luis Potosí.

Cuadro 9.6.9.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	587.088	609.356
Relación Beneficio/Costo	2.58	1.08

Gerencia de Control Regional Noroeste

P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco

Diagnóstico operativo.

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.

La SE Seis de Abril en la zona Caborca cuenta con dos Autotransformadores (AT) que tienen una capacidad nominal de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV cada uno y que durante 2019 registraron valores de carga del 90% respecto a su capacidad nominal.

Durante la condición de verano, en el periodo diurno con el aporte de energía que proporciona la generación fotovoltaica instalada en la zona Caborca y que se mantiene conectada en la barra de 115 kV de la SE Seis de Abril, los dos AT de 100 MVA de la SE Seis de Abril se mantienen con un bajo flujo de potencia, sin embargo, durante el periodo nocturno, la cargabilidad en estos AT se incrementa considerablemente al no tener la generación fotovoltaica.

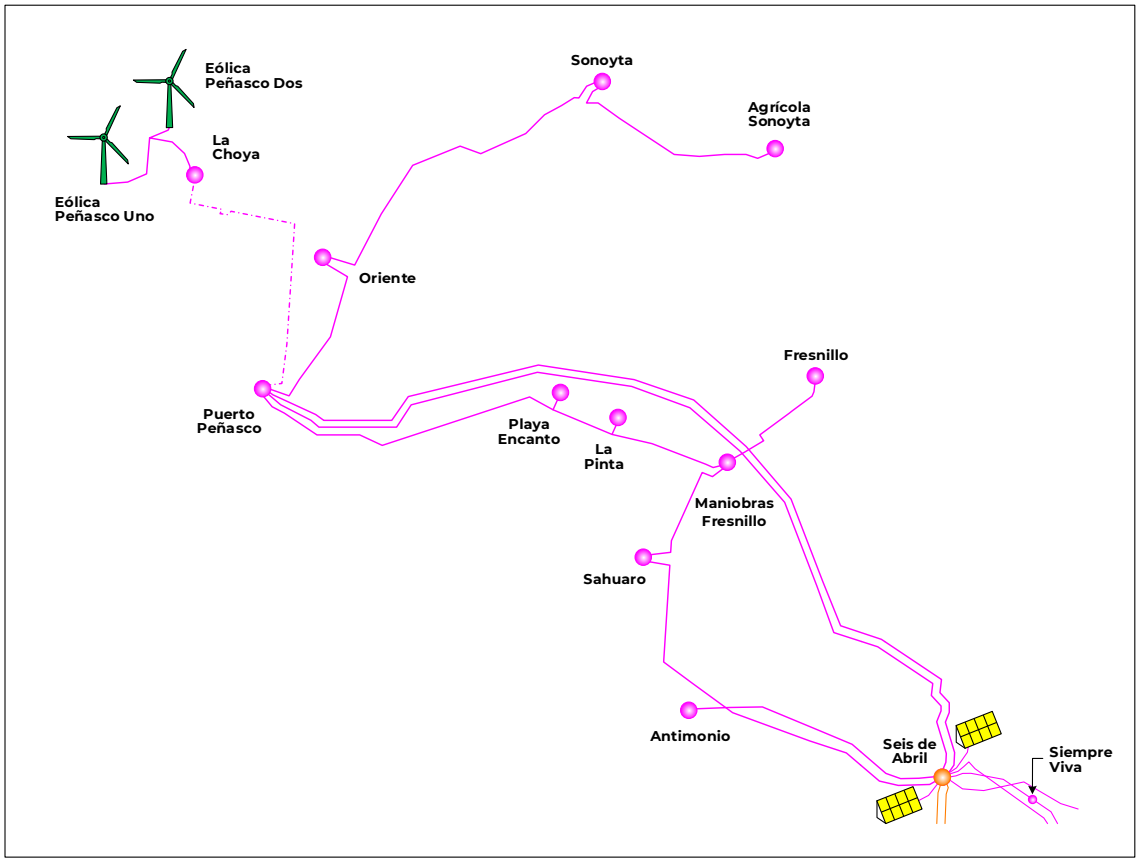
Con base a el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS) 2020-2040, se estima que en 2024 se tenga la una operación cercana a su capacidad nominal de los AT de la SE Seis de Abril con red completa y considerando el periodo nocturno de la carga.

La problemática de saturación se agudiza aún más ante contingencia sencilla, ya que ante el disparo de cualquiera de los Autotransformadores de la SE Seis de abril (Contingencia Sencilla más Severa, CSS), se presentaría una sobrecarga mayor del 120 % de su capacidad de transformación requiriendo de la utilización de esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática y mantener en operación el suministro de la demanda de la zona Caborca.

Por tanto, se identifica la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica del área de influencia debido a que no será posible atender nuevos crecimientos en la demanda eléctrica en estado estable al saturar la capacidad instalada de los AT de la SE Seis de Abril y no será posible soportar las contingencias sencillas de transformación, lo que conlleva a no permitir la entrada en operación de nuevos centros de carga y complicaciones para poder otorgar licencias para mantenimiento.

En la Figura 9.6.10.1 se muestra la red eléctrica en 2024 y las subestaciones eléctricas involucradas en la zona Caborca que considera la ciudad de Puerto Peñasco y que forman el área de influencia.

Figura 9.6.10.1. Diagrama geográfico de la Zona Caborca y Puerto Peñasco en 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado dos alternativas para adicionar capacidad de transformación y elementos de compensación de potencia reactiva para el control de voltaje y así atender el crecimiento de la demanda en las zonas de Caborca y Puerto Peñasco, Sonora. Las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Considera la nueva SE Mar de Cortés, con un banco de transformación de 150 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV y con un banco de reactores de 21 MVAr. Además, requiere la conversión a 230 kV de 104 km de la LT Seis de Abril – Puerto Peñasco para conectar la SE Seis de Abril con la SE Mar de Cortés en 230 kV. Requiere 4.7 km-circuito de red de transmisión para formar un anillo en 115 kV entre las SE Mar de Cortés, Puerto Peñasco y Oriente. Adicionalmente, se ha considerado un capacitor de 22.5 MVA en la SE Oriente en 115 kV lo que permitirá mantener el control de voltaje en las Subestaciones Eléctricas dentro de los límites de operación.

Transformación:

- Una nueva SE Mar de Cortés con un autotransformador de 230/115 kV con capacidad de 150 MVA. Considera una fase de reserva de 50 MVA.

Transmisión:

- El cambio de tensión de la LT Seis de Abril - 73A10 - Puerto Peñasco que actualmente opera en 115 kV y cuenta con aislamiento en 230 kV.
- LT Mar de Cortés entronque Playa Encanto – Puerto Peñasco en 115 kV.
- LT Mar de Cortés entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco en 230 kV. Se forma una LT en 115 kV entre las SE Mar de Cortés y Oriente.
- LT Oriente entronque Mar de Cortés – Puerto Peñasco en 115 kV.

Compensación:

- Un reactor en el terciario del autotransformador de la SE Mar de Cortés con capacidad de 21 MVAr.
- Un equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVAr en la SE Oriente en 115 kV.

Adicionalmente se consideran 2 alimentadores en 230 kV y 4 alimentadores en 115 kV para interconexión de las líneas de transmisión involucradas.

Alternativa 2

Considera la nueva SE Peñasco Potencia, con un banco de transformación de 150 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV y con un reactor de 21 MVAr en el terciario.

Considera el cambio de tensión a 230 kV de la LT Seis de Abril – Puerto Peñasco con 104 km que conectará la SE Seis de Abril con la SE Peñasco Potencia en 230 kV.

Requiere de 12.0 km-circuito de red de transmisión para formar un anillo en 115 kV entre las Subestaciones Eléctricas Peñasco Potencia, Puerto Peñasco y Oriente en 115 kV y un refuerzo entre las SE Peñasco Potencia y Puerto Peñasco en 115 kV, se ha considerado un capacitor de 22.5 MVAr en la SE Oriente para mantener el control de voltaje en el área de influencia.

Transformación:

- Una nueva SE Peñasco Potencia con un autotransformador de 230/115 kV con capacidad de 150 MVA. Considera una fase de reserva de 50 MVA.

Transmisión:

- El cambio de tensión de la LT Seis de Abril - 73A10 - Puerto Peñasco que actualmente opera en 115 kV y cuenta con aislamiento en 230 kV.
- LT Peñasco Potencia entronque Playa Encanto – Puerto Peñasco en 115 kV.
- LT Peñasco Potencia entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco en 230 kV.
- LT Peñasco Potencia – Oriente, 115 kV, un circuito, calibre 795 kcmil ACSR.
- LT Peñasco Potencia entronque Puerto Peñasco – Peñasco Potencia en 115 kV.

Compensación:

- Un reactor en el terciario del autotransformador de la SE Peñasco Potencia con capacidad de 21 MVAr.
- Un equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVAr en la SE Oriente en 115 kV.

Adicionalmente se consideran 2 alimentadores en 230 kV y 5 alimentadores en 115 kV para interconexión de las Líneas de Transmisión involucradas.

Las fechas 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 2024.

En las Figuras 9.6.10.2 y 9.6.10.3 se muestran los diagramas simplificados de las alternativas 1 y 2 respectivamente.

Figura 9.6.10.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

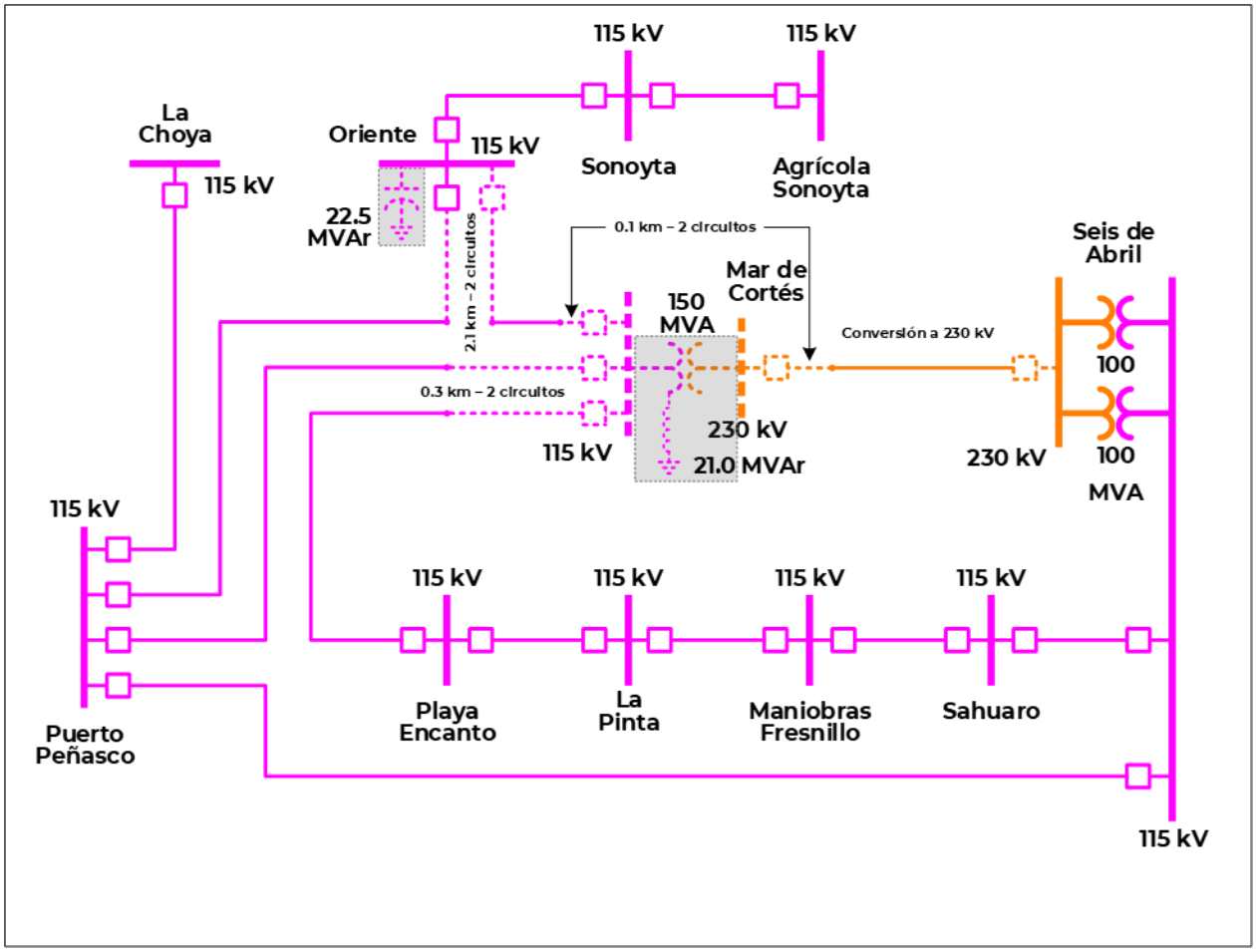
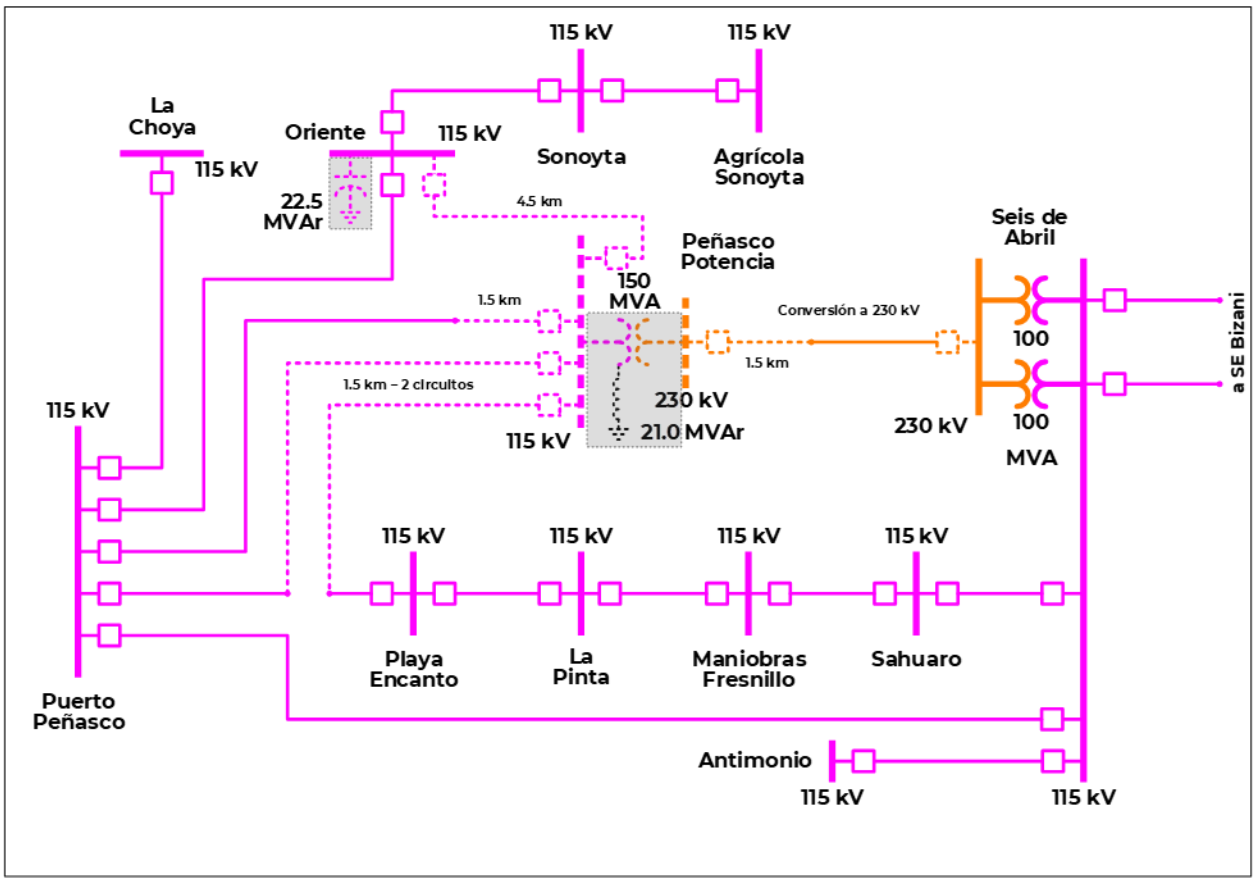


Figura 9.6.10.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **401.561 millones de pesos** (20.84 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El proyecto considera los alimentadores en 230 kV y 115 kV para la conexión de las líneas de transmisión.

Los cuadros 9.6.10.1 a 9.6.10.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.10.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Seis de Abril - Mar de Cortés (Conversión a 230 kV) / 43	230	1	104.0	abr-24	abr-24	0.000
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	115	2	0.1	abr-24	abr-24	0.738
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.3	abr-24	abr-24	1.354
Oriente entronque Mar de Cortés - Puerto Peñasco	115	2	4.3	abr-24	abr-24	22.842
Total			**4.7**			**24.934**

43/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas

Cuadro 9.6.10.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	200.0	230/115	abr-24	abr-24	145.386
Total			**200.0**				**145.386**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.10.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mar de Cortés MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	abr-24	38.633
Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	27.663
Total			**43.5**			**66.296**

Cuadro 9.6.10.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Seis de Abril	Alimentador Ampliación	1	230	abr-24	abr-24	32.110
Mar de Cortés	Alimentador Nuevo	1	230	abr-24	abr-24	35.205
Mar de Cortés	Alimentador Nuevo	3	115	abr-24	abr-24	70.975
Oriente	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	23.658
Total						**161.948**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **428.279 millones de pesos** (22.23 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El proyecto considera los alimentadores en 230 kV y 115 kV para la conexión de las líneas de transmisión.

Los cuadros 9.6.10.5 a 9.6.10.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.10.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Seis de Abril - Peñasco Potencia (Conversión a 230 kV) / 43	230	1	104.0	abr-24	abr-24	0.000
Peñasco Potencia entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	115	2	3.0	abr-24	abr-24	6.221
Peñasco Potencia entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	3.0	abr-24	abr-24	6.772
Peñasco Potencia - Oriente	115	1	4.5	abr-24	abr-24	11.773
Peñasco Potencia - entronque Derivación Peñasco Potencia	115	1	1.5	abr-24	abr-24	5.539
Total			**12.0**			**30.306**

43/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas.

Cuadro 9.6.10.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Peñasco Potencia Banco 1	4	AT	200.0	230/115	abr-24	abr-24	145.386
Total			**200.0**				**145.386**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.10.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Peñasco Potencia MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	abr-24	38.633
Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	27.663
Total			**43.5**			**66.296**

Cuadro 9.6.10.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Seis de Abril	Alimentador Ampliación	1	230	abr-24	abr-24	32.110
Peñasco Potencia	Alimentador Nuevo	1	230	abr-24	abr-24	35.205
Peñasco Potencia	Alimentador Nuevo	4	115	abr-24	abr-24	94.633
Oriente	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	23.658
Total						**183.295**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificada previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona Caborca, específicamente en Puerto Peñasco.

En la Figura 9.6.10.4 se muestra la condición de red completa sin el proyecto, se observa que se tienen al 100% de su capacidad los autotransformadores de la SE Seis de Abril.

La Figura 9.6.10.5 muestra la situación que se presentaría ante la contingencia sencilla de un autotransformador de la SE Seis de Abril, se observa que se presenta la sobrecarga del autotransformador paralelo en un 178%.

La Figura 9.6.10.6 muestra el corte de carga requerido para solucionar la sobrecarga del AT de la SE Seis de Abril para este caso en específico el corte de carga es de 72 MW para llevar el valor de sobrecarga permitido en 120% de la capacidad nominal del autotransformador.

En las Figuras 9.6.10.7 y 9.6.10.8 se presentan las condiciones de red completa y ante contingencia para la Alternativa 1.

Las Figuras 9.6.10.9 y 9.6.10.10 muestran el comportamiento de flujos de potencia considerando la Alternativa 2 con red completa y ante contingencia sencilla.

Figura 9.6.10.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024
Escenario de demanda de 20:00 horas en el área de influencia (Sin Proyecto)

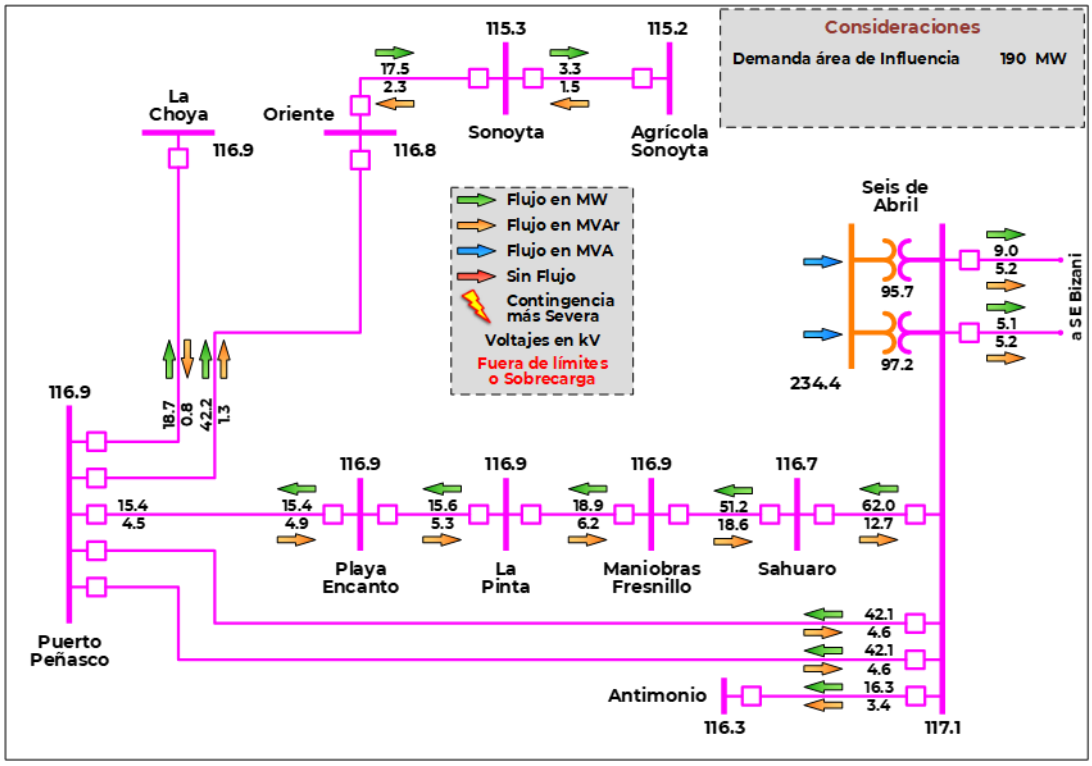


Figura 9.6.10.5. Escenario de demanda de 20:00 horas de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo del autotransformador SSA-AT1 en la SE Seis de Abril (Sin Proyecto)

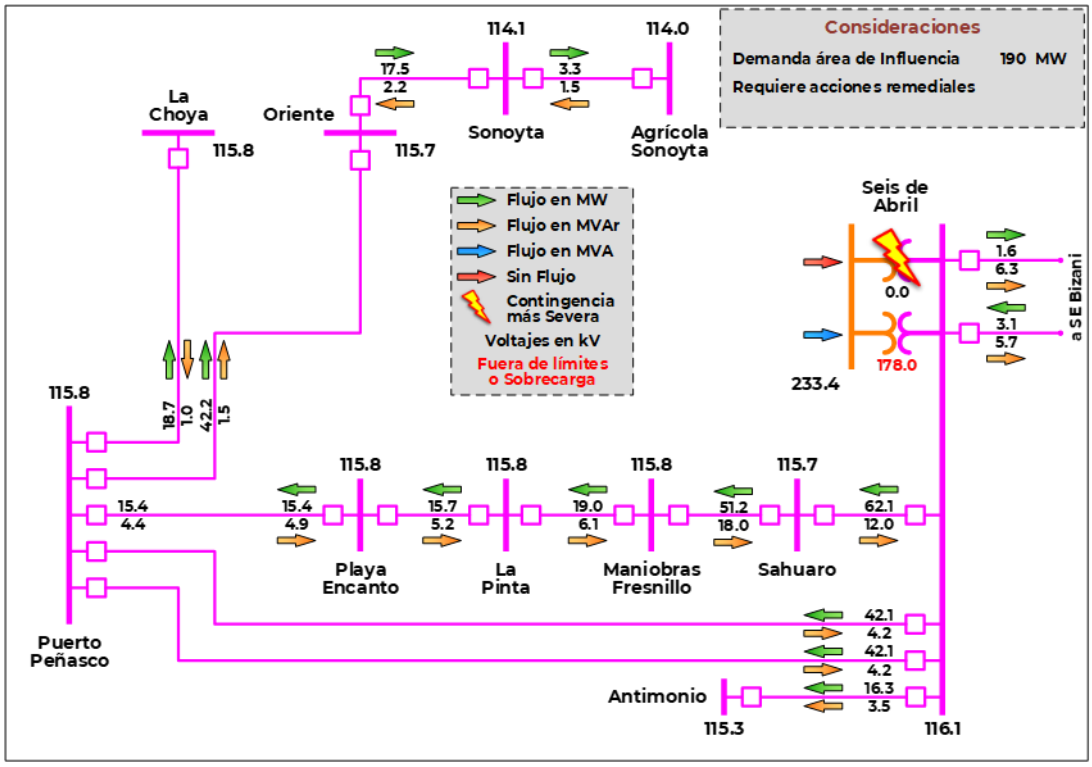


Figura 9.6.10.6. Escenario de demanda de 2024 con corte de carga en el área de influencia ante el disparo de SSA-ATI en la SE Seis de Abril (Sin Proyecto)

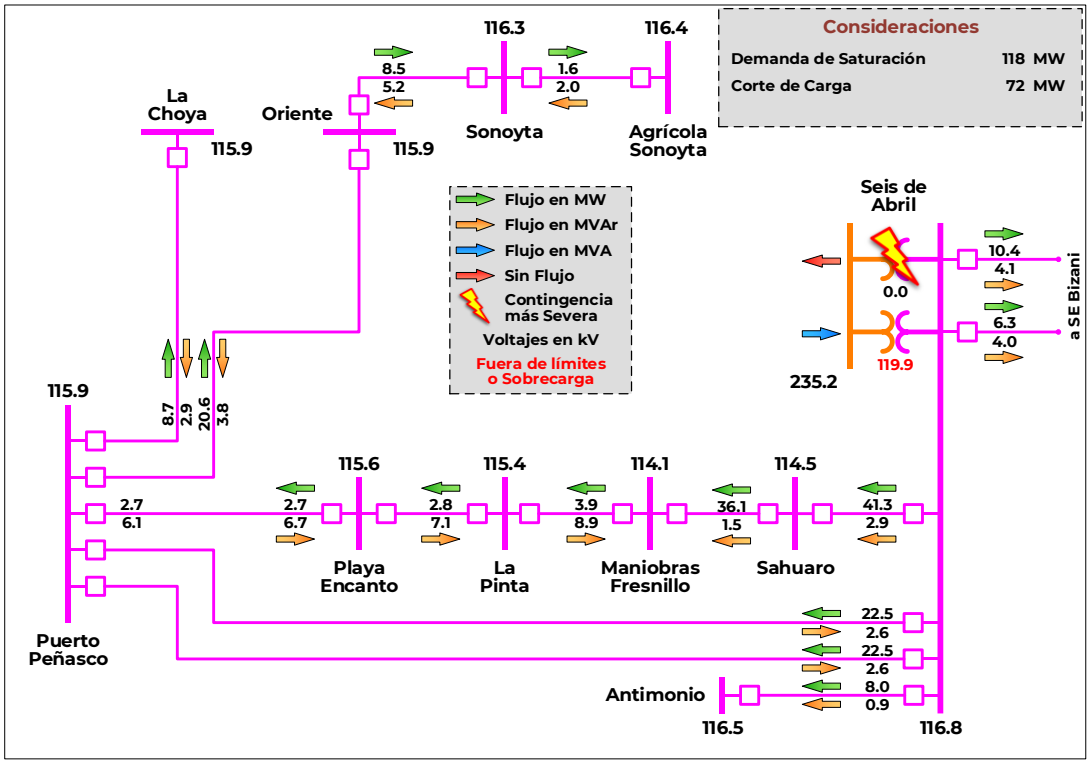


Figura 9.6.10.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en zona Puerto Peñasco 2024 (Alternativa 1) Escenario de demanda de 20:00 horas

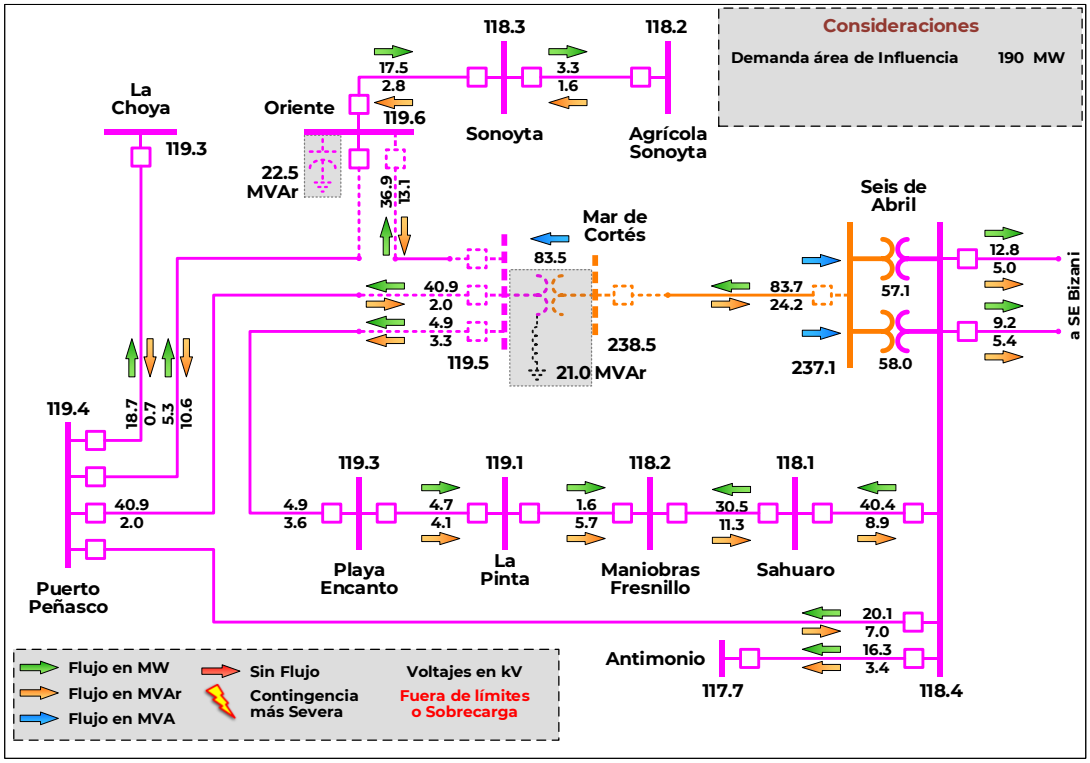


Figura 9.6.10.8. Escenario de demanda de 2024. Condiciones operativas post-contingencia del disparo de LT Seis de Abril – Mar de Cortés. Demanda de saturación con el proyecto (Alternativa 1)

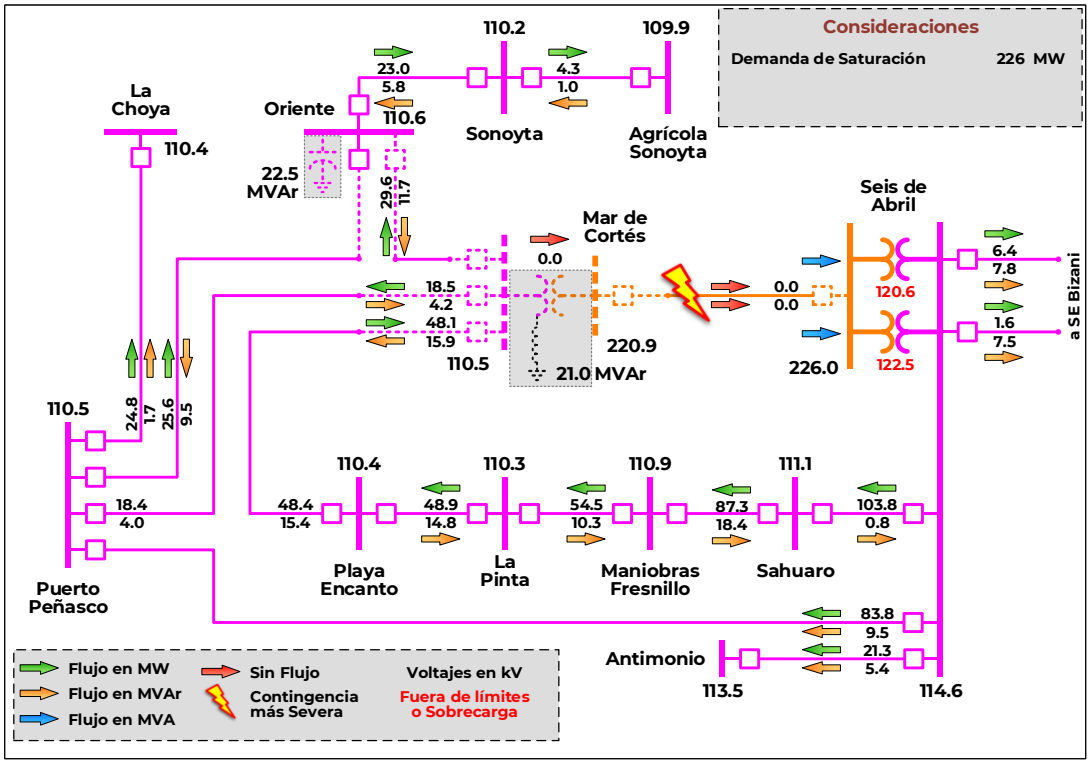


Figura 9.6.10.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la zona Puerto Peñasco (Alternativa 2) Escenario de demanda de 20:00 horas de 2024

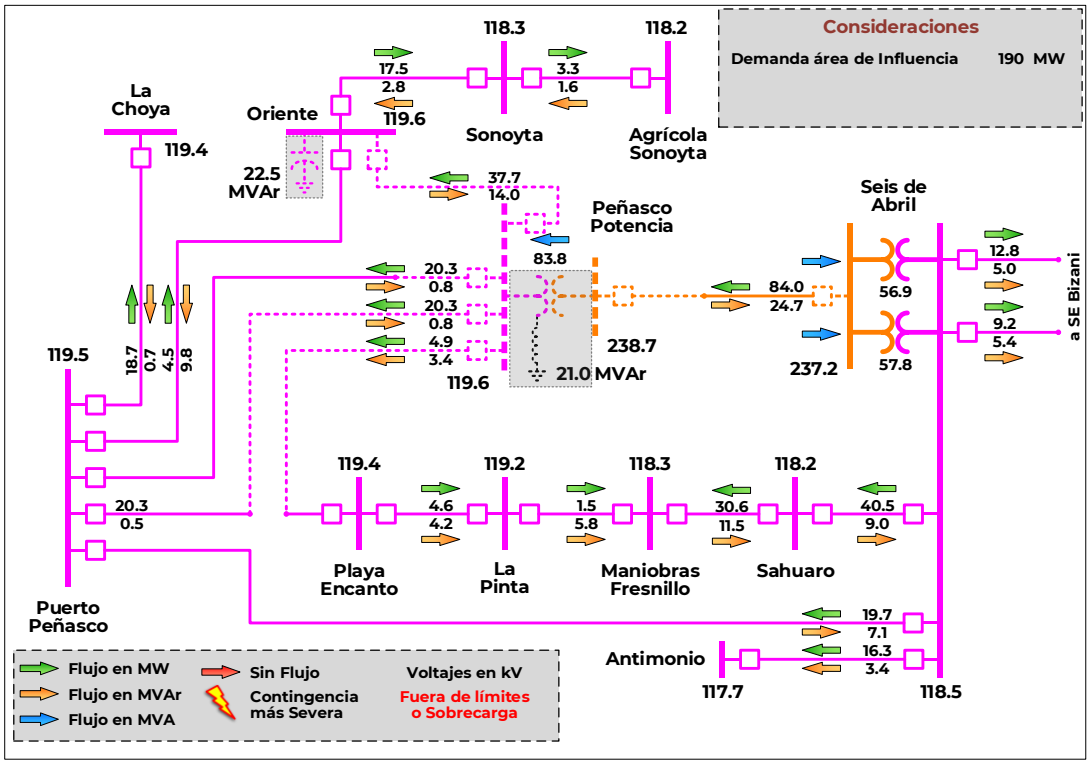
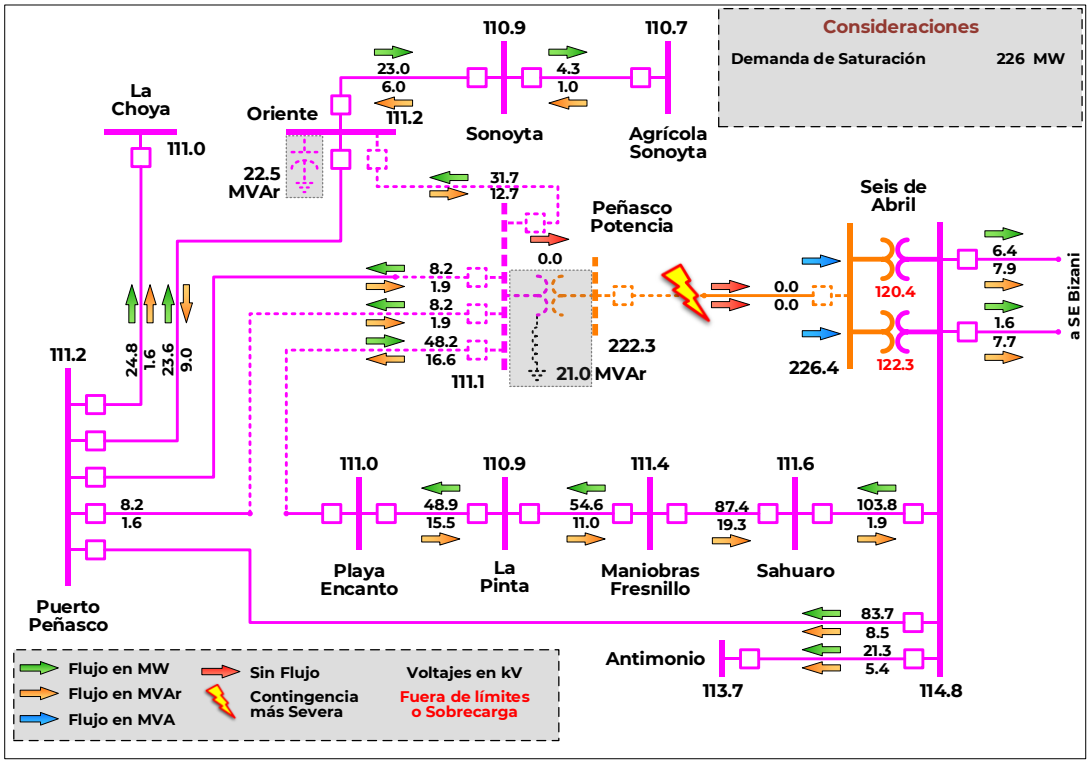


Figura 9.6.10.10. Condiciones operativas post-contingencia del disparo de LT Seis de Abril -Peñasco Potencia. Demanda de saturación con el proyecto (Alternativa 2)



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona Caborca y se contaría con la infraestructura suficiente para evitar la sobrecarga de los autotransformadores de la SE Seis de Abril.

En los cuadros 9.6.10.9 y 9.6.10.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.10.9. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,183.53	80.35	1,263.88	812.78	363.86	451.10	1.24

Cuadro 9.6.10.10. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,151.29	81.39	1,232.39	787.97	388.23	444.72	1.15

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.10.11 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 muy parecidos, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos.

Cuadro 9.6.10.11. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	193.0	118.0
Alternativa 1	296.0	226.0
Alternativa 2	293.0	226.0

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Finalmente, en el cuadro 9.6.10.12 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.10.12. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos 2019	401.56	428.28
Relación Beneficio/Costo	1.24	1.15

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 Peñasco y Caborca.

P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo

Diagnóstico operativo.

Derivado del crecimiento de la demanda, en los estados de Sonora y Sinaloa, ocasionado por las altas temperaturas que se presentan en la temporada de demanda máxima y el crecimiento en el sector residencial, industrial y turístico, se presentan problemáticas de cargabilidad, principalmente en la red eléctrica de transmisión y transformación en 115 kV, en particular para la zona Hermosillo se ha identificado la necesidad de incrementar la capacidad de transformación para satisfacer el incremento de la demanda pronosticada en el mediano plazo, lo que permitirá atender el suministro de la energía eléctrica.

La zona norte y poniente de la ciudad de Hermosillo se abastece a través de la transformación instalada en las SE Hermosillo Loma y Hermosillo Cuatro con uno y dos autotransformadores, respectivamente, con 225 MVA de capacidad nominal cada uno y relación de transformación 230/115 kV.

En el periodo de verano de 2019, el Autotransformador de la SE Hermosillo Loma presentó cargabilidades del 90 % respecto a su capacidad nominal en estado estable, de presentarse el disparo de la LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis en 115 kV se tendrían que realizar acciones remediales, como lo es el corte de carga para poder solventar la sobrecarga del autotransformador.

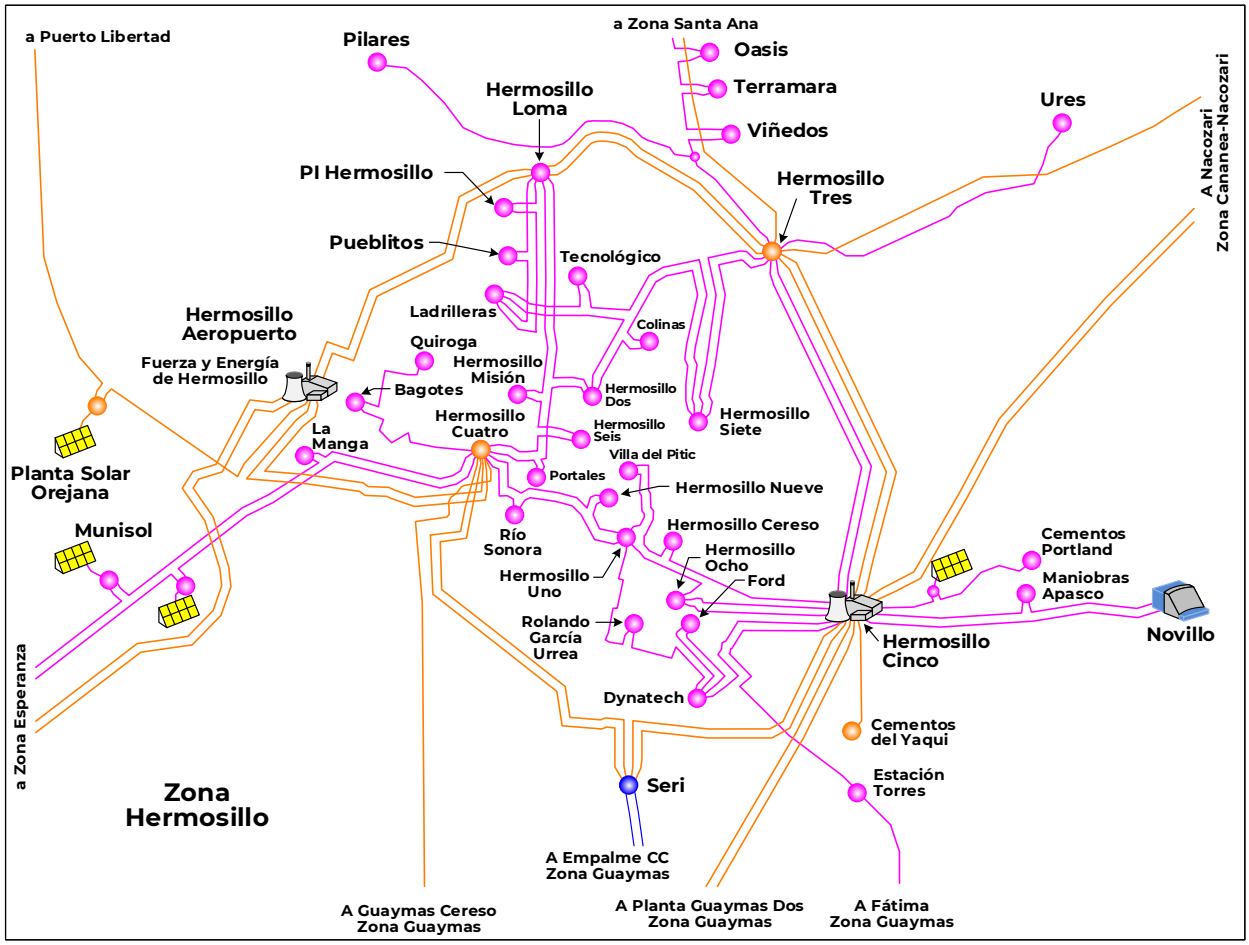
Con base en el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2020-2040, se estima que en 2024 el Autotransformador de la SE Hermosillo Loma tendrá 410 horas con una cargabilidad mayor al 90 % en red completa.

Ante contingencia sencilla de la LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis que resulta ser la Contingencia Sencilla más Severa para el área de influencia, el autotransformador de la SE Hermosillo Loma se sobrecargaría al 110 % de su capacidad de transformación con lo que se supera su capacidad y límites de sobrecarga permitidos en el Código de Red.

Debido a esta problemática, se pone en riesgo el suministro de energía eléctrica a la zona Hermosillo, lo que afectaría la Continuidad y Calidad en el servicio.

En la Figura 9.6.11.1 se muestra geográficamente la zona Hermosillo; como el área de influencia del proyecto.

Figura 9.6.11.1. Diagrama geográfico de la Zona Hermosillo en 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado dos alternativas para adicionar capacidad de transformación y atender el crecimiento de la demanda en la zona Hermosillo en el estado de Sonora; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Un autotransformador en la SE Hermosillo Loma 230/115 kV con una capacidad de 225 MVA.

Transmisión:

- LT en 115 kV Hermosillo Loma - Quiroga compuesta de tres tramos:
  - Tramo 1: LT Hermosillo Loma Derivación 1 Quiroga en 115 kV, doble circuito, 13 km de longitud y calibre 795 kcmil ACSR, se tenderá únicamente el primer circuito.

- Tramo 2: LT Derivación 1 Quiroga – Derivación 2 Quiroga en 115 kV, doble circuito, 1.5 km de longitud y calibre 795 ACSR, se tenderá únicamente el segundo circuito.
- Tramo 3: LT con Cable de potencia subterráneo Derivación 2 Quiroga – Quiroga en 115 kV, 1 km de longitud y capacidad de transmisión equivalente al conductor 795 kcmil ACSR en forma aérea, con lo que se garantizará la capacidad de transmisión del enlace completo desde la SE Hermosillo Loma y SE Quiroga.

Adicionalmente, el proyecto considera 2 alimentadores en 115 kV para interconexión de la LT involucrada.

Alternativa 2

Transformación:

- Un autotransformador de 230/115 kV con una capacidad de 225 MVA en la SE Hermosillo Aeropuerto. Considera una fase de reserva de 75 MVA de capacidad.

Transmisión:

- LT Hermosillo Aeropuerto entronque Bagotes – Derivación Hermosillo Cuatro en 115 kV doble circuito de 0.6 km, 795 ACSR.
- LT Derivación Bagotes – Derivación Quiroga en 115 kV, circuito sencillo en forma aérea de 4.78 km, calibre 795 kcmil ACSR
- LT Derivación Quiroga – Quiroga en 115 kV, tramo subterráneo de 1 km de longitud y capacidad equivalente a 795 kcmil ACSR.
- LT Derivación Quiroga – Quiroga en 115 kV, tramo subterráneo de 1 km de longitud y capacidad equivalente a 795 kcmil ACSR.
- LT Quiroga – Ladrilleras en 115 kV, con 7.7 km y calibre 795 kcmil ACSR.

Las fechas 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 2024.

En las figuras 9.6.11.2 y 9.6.11.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.11.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

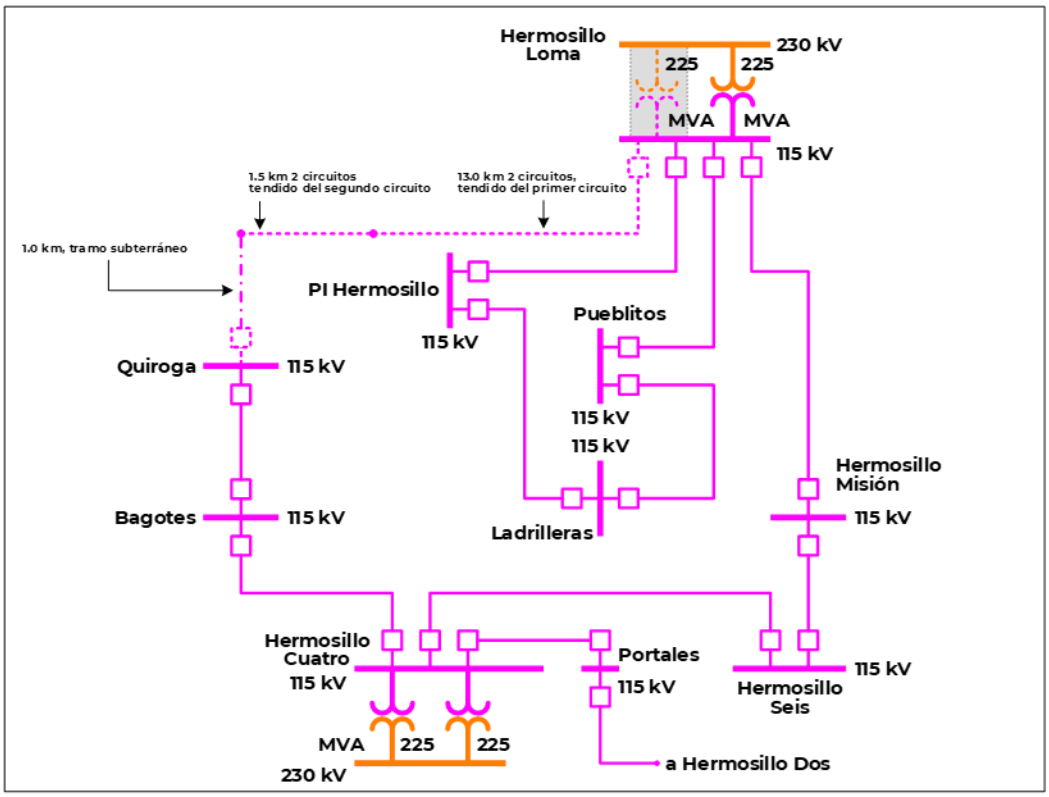
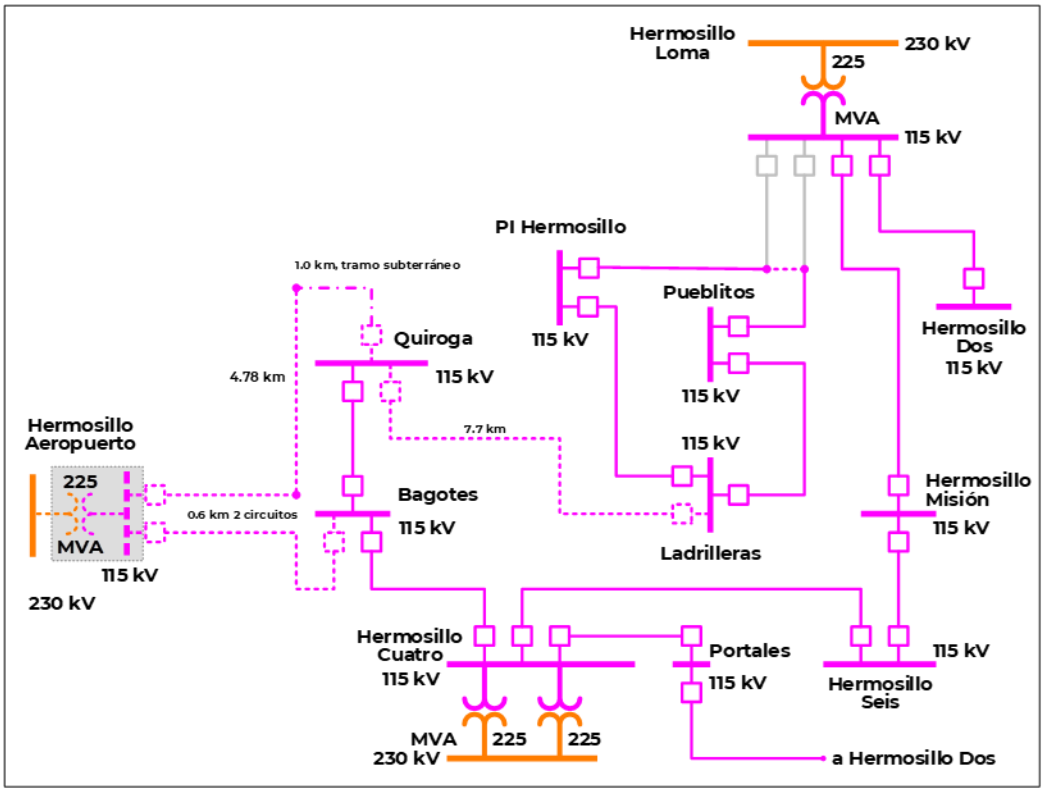


Figura 9.6.11.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **249.271 millones de pesos de 2019** (12.94 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Esta alternativa contiene un autotransformador con capacidad 225 MVA con relación de transformación de 230/115 kV y 15.5 km-c de línea de transmisión como red asociada al proyecto.

Los cuadros 9.6.11.1 a 9.6.11.3 se muestra la descripción de las metas físicas de la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.11.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Loma – Derivación Quiroga /3	115	2	13.0	abr-24	abr-24	44.626
Derivación Quiroga – Quiroga (Tramo 1) /4	115	2	1.5	abr-24	abr-24	1.8512
Derivación Quiroga – Quiroga (Tramo 2) /12	115	1	1.0	abr-24	abr-24	14.716
Total			**15.5**			**61.192**

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
12/ Cable subterráneo

Cuadro 9.6.11.2. Obras de Transformación de la Alternativa 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Loma Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-24	abr-24	145.386
Total			**225.0**				**145.386**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.11.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Loma	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	21.347
Quiroga	Alimentadores Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	21.347
Total						**42.693**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **375.646 millones de pesos de 2019** (19.50 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Esta alternativa contiene un autotransformador con capacidad 300 MVA (considera una fase de reserva de 75 MVA), para obtener una capacidad de 225 MVA con relación de transformación de 230/115 kV y 14.68 km-c de línea de transmisión como red asociada al proyecto.

Los cuadros 9.6.11.4 a 9.6.11.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.11.4. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Aeropuerto entronque Bagotes - Derivación Hermosillo Cuatro	115	2	1.2	abr-24	abr-24	2.709
Derivación Bagotes - Derivación Quiroga	115	1	4.78	abr-24	abr-24	14.339
Derivación Quiroga - Quiroga /12	115	1	1.0	abr-24	abr-24	14.716
Quiroga - Ladrilleras	115	1	7.7	abr-24	abr-24	23.098
Total			**14.68**			**54.861**

12/ Cable subterráneo

Cuadro 9.6.11.5. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Aeropuerto Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-24	abr-24	192.705
Total			**300.0**				**192.705**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.11.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Aeropuerto	Alimentador Nuevo	2	115	abr-24	abr-24	47.317
Bagotes	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	21.347
Quiroga	Alimentador Ampliación	2	115	abr-24	abr-24	42.693
Ladrilleras	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	21.347
Total						**132.703**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona Hermosillo.

Sin el proyecto, en la Figura 9.6.11.4, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2024 en el área de influencia de la SE Hermosillo Loma. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro.

La Figura 9.6.11.5 muestra el escenario ante la contingencia más severa que es el disparo de la LT Hermosillo Cuatro - 73000-Hermosillo Seis, se observa una sobrecarga en el autotransformador de Hermosillo Loma, por lo que se requerirá de un corte de carga de 64 MW para eliminarla.

En la Figura 9.6.11.6 se presenta la condición con red completa para la Alternativa 1, se aprecia que no se presentan sobrecargas o bajos voltajes. La Figura 9.6.11.7, se aprecia que la LT Hermosillo Loma – Hermosillo Misión en 115 kV presenta una alta cargabilidad, y la SE Hermosillo Seis tiene una magnitud de voltaje por debajo de su límite permitido con una demanda de 1,400 MW ante la Contingencia Sencilla más Severa que es el disparo de la LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis en 115 kV. Ante esta situación no se observa saturación en los bancos de transformación de la SE Hermosillo Loma.

Con el proyecto del segundo transformador en la SE Hermosillo

Loma se da solución a la problemática de sobrecarga, garantizando la Confiabilidad del suministro de energía en la zona Hermosillo.

En figuras 9.6.11.8 y 9.6.11.9 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa esperada para el año 2024 para la Alternativa 2 en la condición de demanda máxima de zona Hermosillo.

Se observa, que ante contingencia de la LT Hermosillo Cuatro – Portales no se presentan problemática de saturación con la demanda del área de influencia, por tanto, es posible incrementar la capacidad de suministro en la zona Hermosillo hasta que se presenta la saturación de la LT Hermosillo Loma - Hermosillo Dos en 115 kV, esto sucede cuando la demanda de la zona Hermosillo alcance un valor de 1,450 MW. Por lo anterior, ambas alternativas solucionan la problemática de sobrecarga en la SE Hermosillo Loma y permiten suministrar la demanda esperada con la Confiabilidad y seguridad.

Figura 9.6.11.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 para la Zona Hermosillo (Sin Proyecto)

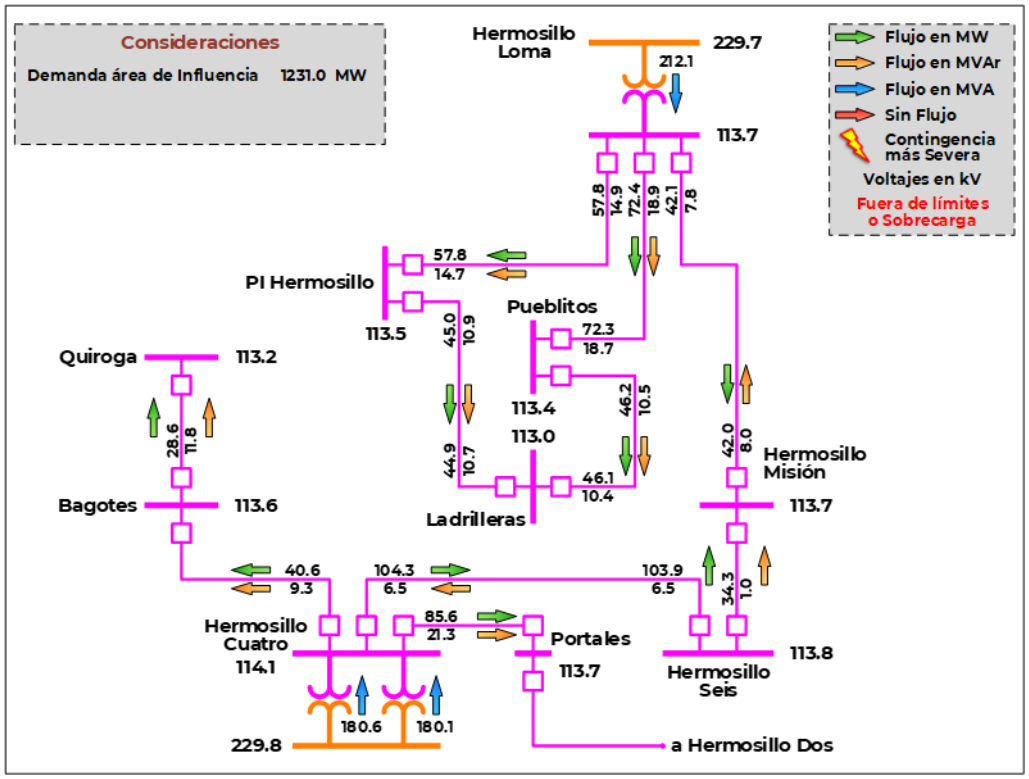


Figura 9.6.11.5. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis previstas en 2024 para la Zona Hermosillo (Sin Proyecto). Demanda de saturación

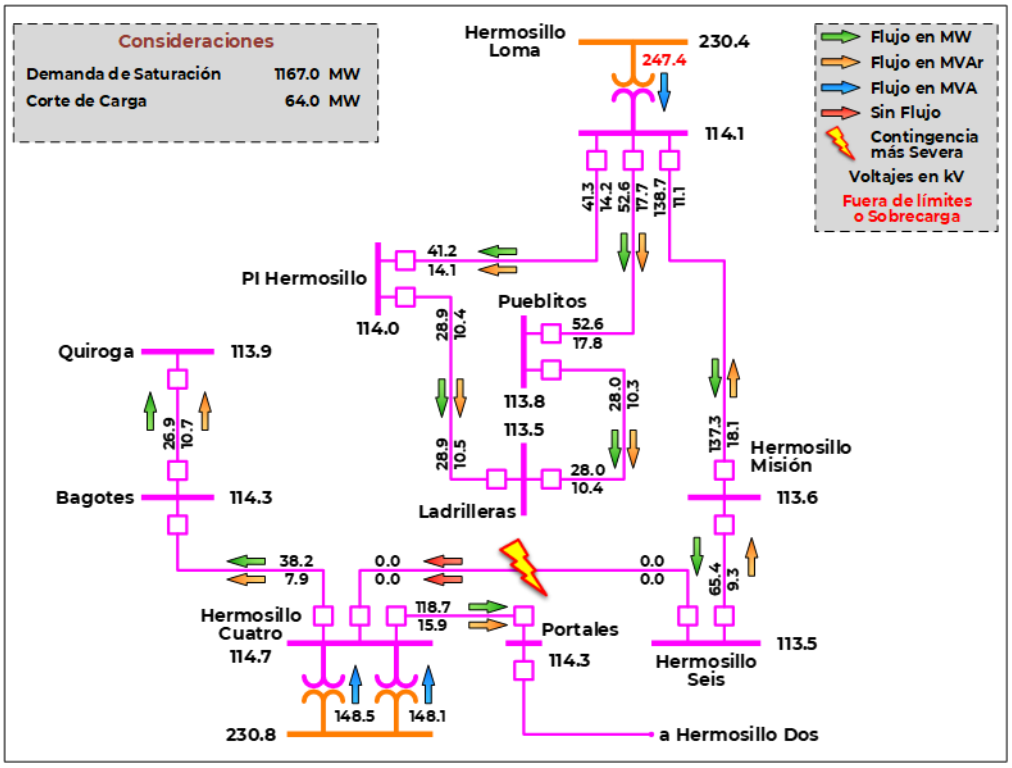


Figura 9.6.11.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 en la Zona Hermosillo (Alternativa 1)

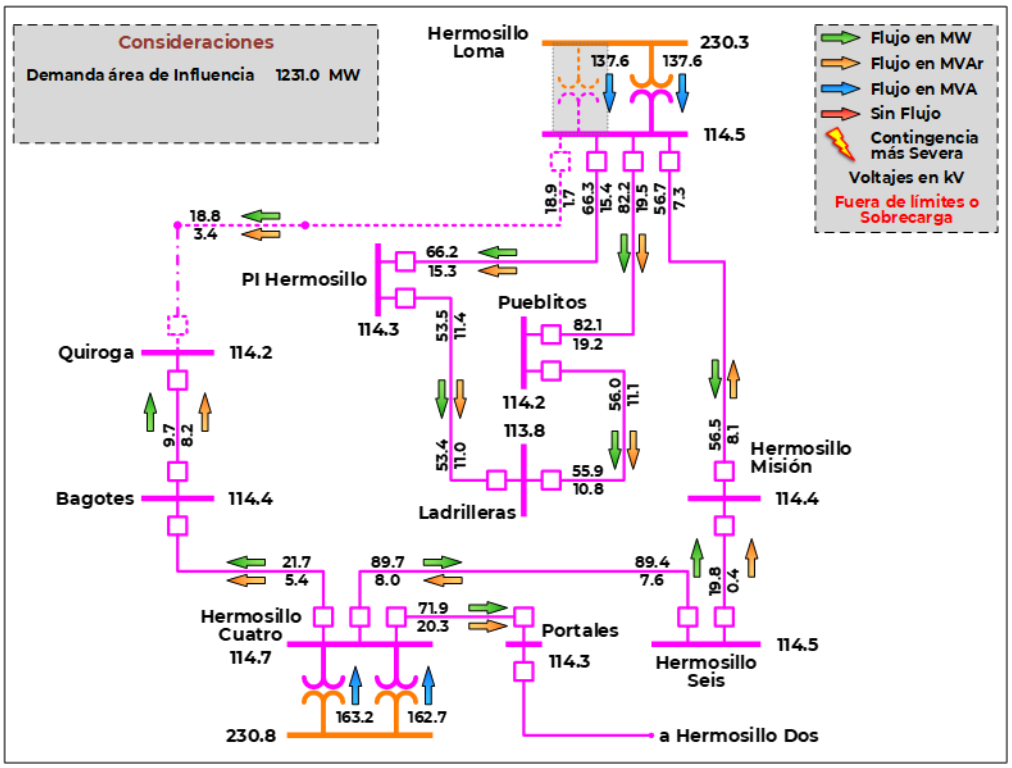


Figura 9.6.11.7. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis previstas en 2024 en la zona Hermosillo (Alternativa 1). Demanda de saturación

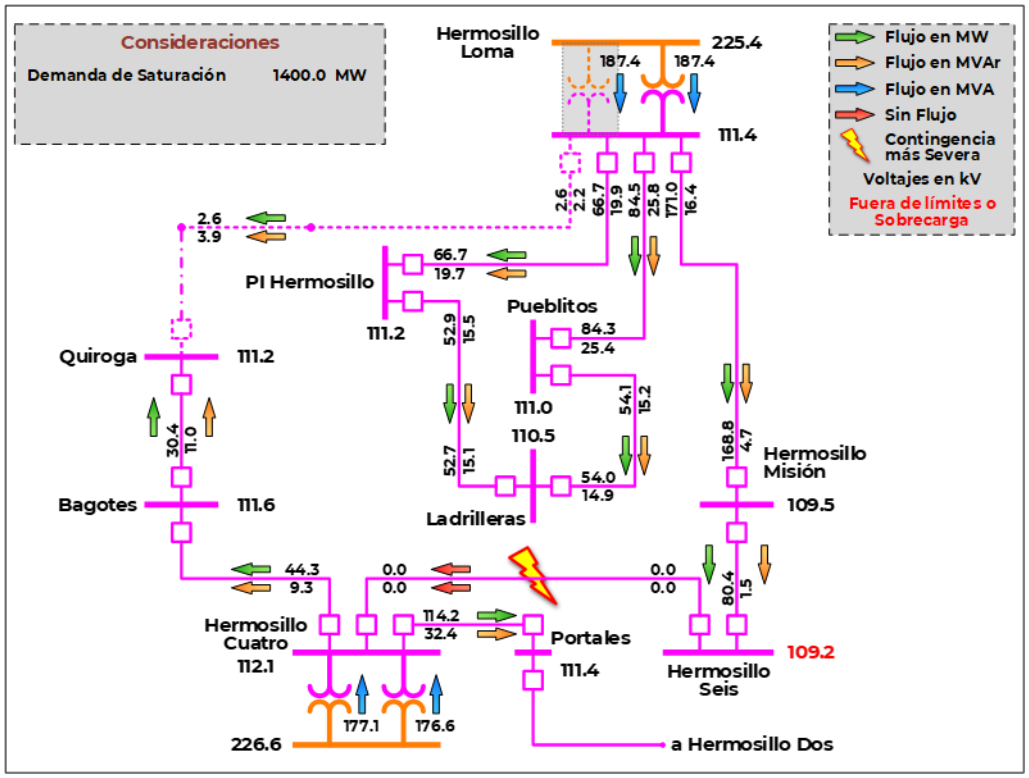


Figura 9.6.11.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 (Alternativa 2)

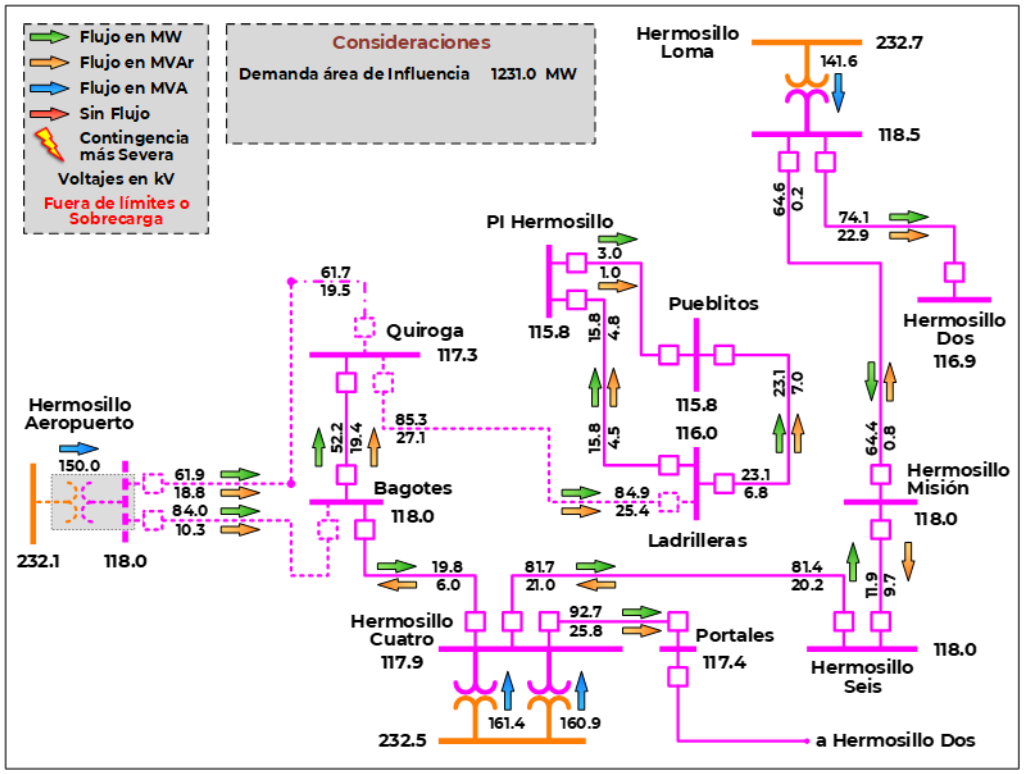
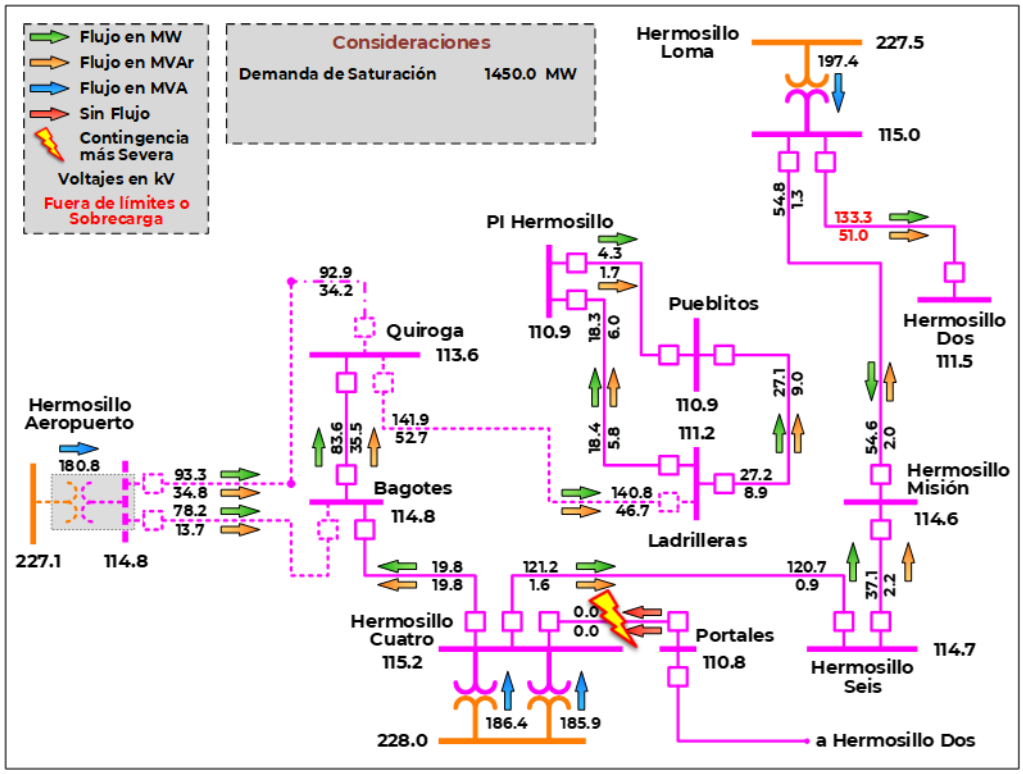


Figura 9.6.11.9. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Hermosillo Cuatro-73700-Portales previstas en 2024 en Zona Hermosillo (Alternativa 2). Demanda de saturación



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos, tiene un mejor comportamiento en la distribución de flujos de potencia que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona Hermosillo.

En los Cuadros 9.6.11.7 y 9.6.11.8 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.11.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
837.85	97.3	934.87	630.01	228.45	304.87	1.33

Cuadro 9.6.11.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1088.99	119.0	1208.00	827.67	341.34	380.33	1.11

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.11.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una que ambas alternativas presentan valores de saturación muy parecidos, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos.

Cuadro 9.6.11.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,295 MW	1,167 MW
Alternativa 1	1,546 MW	1,400 MW
Alternativa 2	1,580 MW	1,450 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

En el cuadro 9.6.11.10 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.11.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	249.271	375.646
Relación Beneficio/Costo	1.33	1.11

Finalmente, por 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 Hermosillo.

P20-NO3 Juan José Ríos MVAr

Diagnóstico operativo.

El suministro de la demanda eléctrica de diversas poblaciones entre la ciudad de Los Mochis y el municipio de Guasave en el estado de Sinaloa se realiza mediante un corredor eléctrico formado por dos enlaces de transmisión en 115 kV, el primer circuito cuenta con 72 km de longitud entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Los Mochis Industrial (LMI), Juan José Ríos (JJR), Leyva Solano (LVS) y Guasave (GSV), adicionalmente, en la LT Guasave – 73250 – Leyva Solano se ha conectado en derivación un transformador que suministra carga en media tensión denominado GSV-T4, el segundo enlace consiste en un circuito entre las Subestaciones Eléctricas, Los Mochis Industrial, Ruiz Cortines (RUC) y Guasave, ambos circuitos tienen una trayectoria paralela.

En red completa se presentan condiciones adecuadas en cuanto al voltaje de operación en las SE Juan José Ríos, Leyva Solano y Ruiz Cortines, lo que permite satisfacer los incrementos en la demanda, sin embargo, se presenta una problemática de bajos voltajes ante contingencia sencilla de LT, lo que resulta en la necesidad de equipo de compensación reactiva capacitiva dentro del área de influencia.

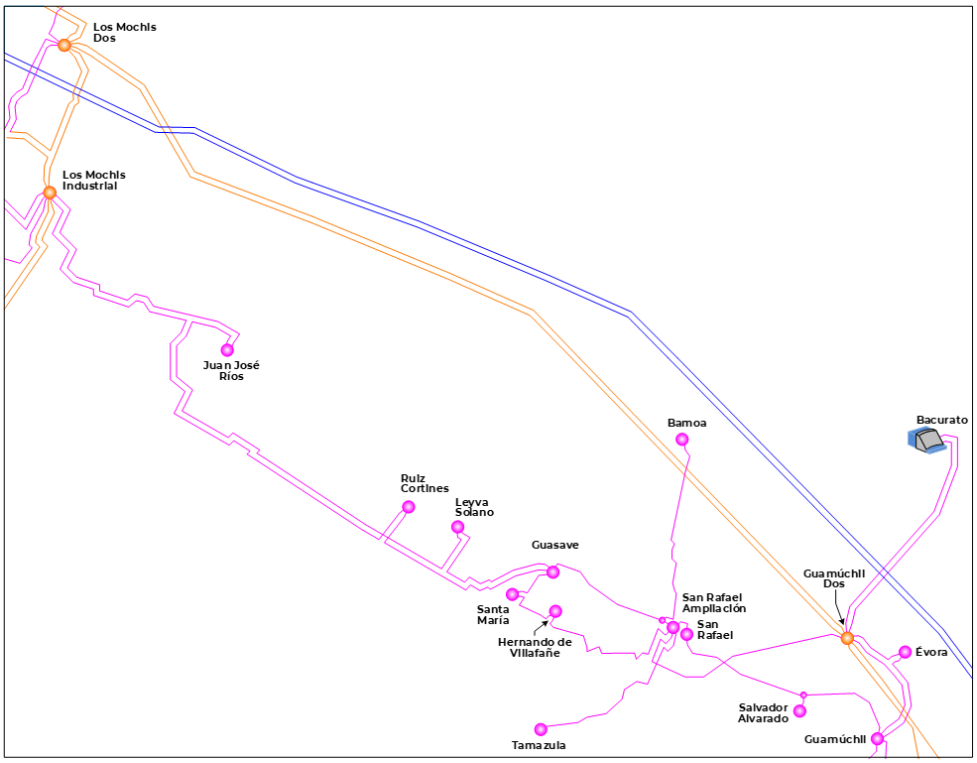
Actualmente, en las Subestaciones Eléctricas en el corredor de trasmisión en 115 kV, no se cuenta con ningún soporte de tensión o elemento de compensación capacitiva en 115 kV. Por tanto, se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

La contingencia sencilla de la LT Los Mochis Industrial - SE Juan José Ríos, origina que la SE Juan José Ríos quede conectada en forma radial desde la SE Guasave, la cual se encuentra muy alejada eléctricamente de la SE Juan José Ríos, lo anterior resulta en voltajes fuera de los rangos de operación permitidos.

Es necesario implementar un esquema de acción remedial de tiro de carga por estabilidad de voltaje en las SE Juan José Ríos y Leyva Solano ante contingencia sencilla, para minimizar el impacto en el suministro de la demanda en esta área de influencia.

En la figura 9.6.12.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2024.

Figura 9.6.12.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica de 2024 entre la SE Juan José Ríos



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado alternativas de solución a la problemática de regulación de voltaje en el área de influencia que permitirá atender el crecimiento de la demanda en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de elementos de transmisión y transformación en 115 kV; las alternativas son las siguientes:

Alternativa 1

Consiste en la integración de un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV en la SE Juan José Ríos, con esta obra se asegura la regulación de tensión en la zona de influencia resolviendo la problemática ante contingencias sencillas para las SE Juan José Ríos y Leyva Solano, por lo que la incorporación de la nueva infraestructura asegura la Confiabilidad del suministro de energía en la zona afectada para atender el crecimiento esperado de la demanda y mantener el suministro de energía eléctrica.

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE Juan José Ríos con una capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la integración de una nueva LT. Se requiere la LT Juan José Ríos entronque Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 1.5 km de longitud, 795 kcmil ACSR.

Con el proyecto de transmisión se proporcionaría Confiabilidad y regulación de tensión manteniendo el suministro confiable y seguro de energía eléctrica en el área de influencia.

Transmisión:

- LT Juan José Ríos entronque Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines en 115 kV, 115 kV, 1.5 km de longitud, doble circuito, calibre 795 kcmil ACSR.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV en la SE Juan José Ríos.

Las fechas 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 2024

En las Figuras 9.6.12.2 y 9.6.12.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas correspondientes, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.6.12.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

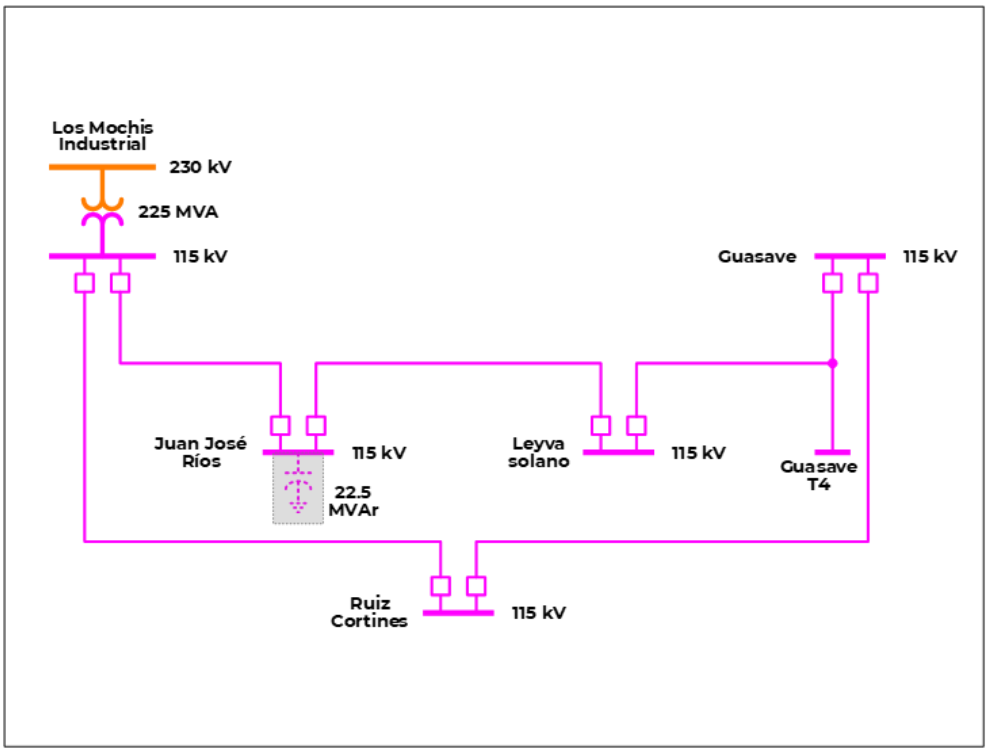
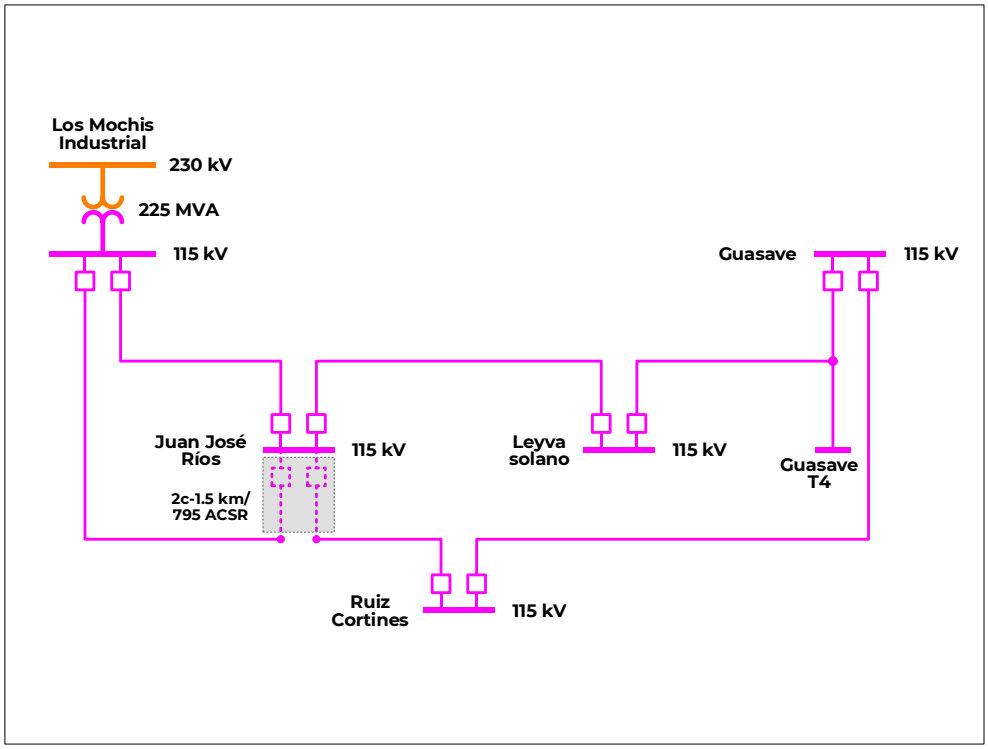


Figura 9.6.12.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **27.663 millones de pesos** (1.44 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Juan José Ríos con capacidad de 22.5 MVAr en tensión de 115 kV.

El cuadro 9.6.12.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.12.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Juan José Ríos MVAr /1	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	27.663
Total			**22.5**			**27.663**

1/ Incluye alimentador para interconexión del capacitor

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **49.466 millones de pesos** (2.57 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene la nueva LT Juan José Ríos entronque Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines, doble circuito de 1.5 km, 795 kcmil ACSR en 115 kV, adicionalmente, considera los dos alimentadores en 115 kV en la SE Juan José Ríos.

Los cuadros 9.6.12.2 y 9.6.12.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.12.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Juan José Ríos entronque Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines	115	2	3.0	abr-24	abr-24	6.772
Total			**3.0**			**6.772**

Cuadro 9.6.12.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Juan José Ríos	Alimentador Ampliación	2	115	abr-24	abr-24	42.693
Total						**42.693**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el corredor eléctrico entre las zonas Guasave y Los Mochis.

La Figura 9.6.12.4 se muestran las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano de 2024 en la red de transmisión del área de influencia previo a la entrada en operación del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT Los Mochis Industrial – 73790 – Juan José Ríos se presentan voltajes por debajo del rango de operación permitido, la condición ante contingencia se muestra en la Figura 9.6.12.5.

Se observa en la Figura 9.6.12.6 que se requiere un corte de carga de 11.2 MW para mantener el voltaje en las Subestaciones Eléctricas dentro del rango de operación permitido en el área de influencia del proyecto.

En las Figuras 9.6.12.7 a 9.6.12.10 se presentan las condiciones con red completa y ante contingencia de las dos alternativas de solución, se observa que ante la peor contingencia se soluciona la problemática de voltaje, de esta forma se garantiza la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el área de influencia. Además, se presentan las demandas de saturación en cada alternativa.

Figura 9.6.12.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 en el área de influencia (Sin Proyecto)

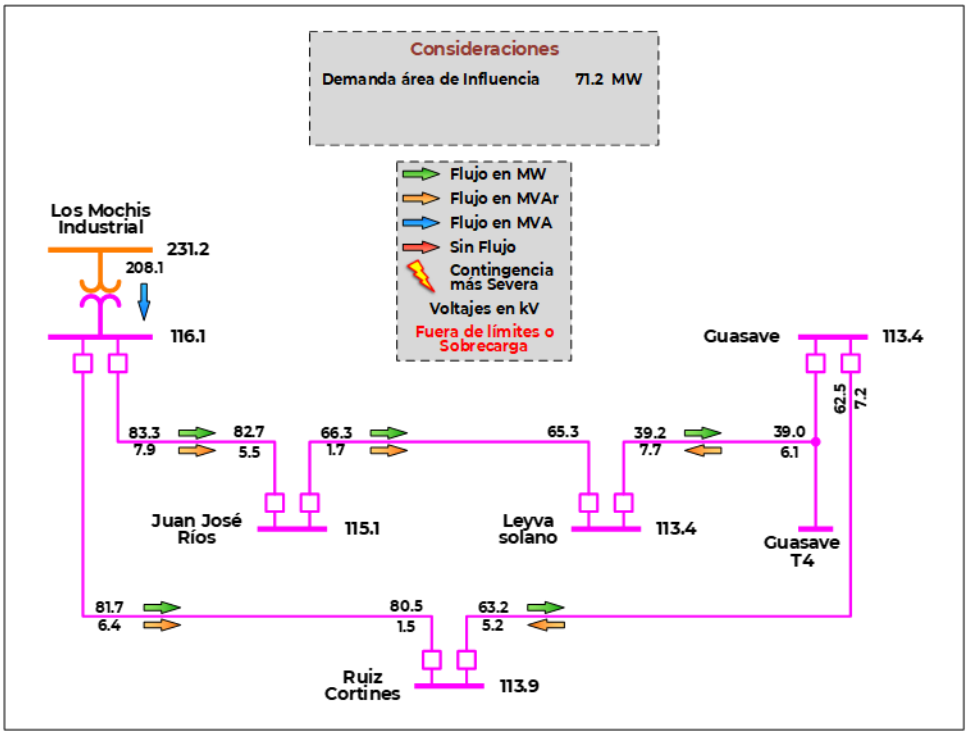


Figura 9.6.12.5. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia ante la contingencia de la LT Los Mochis Industrial – 73790 – Juan José Ríos (Sin Proyecto)

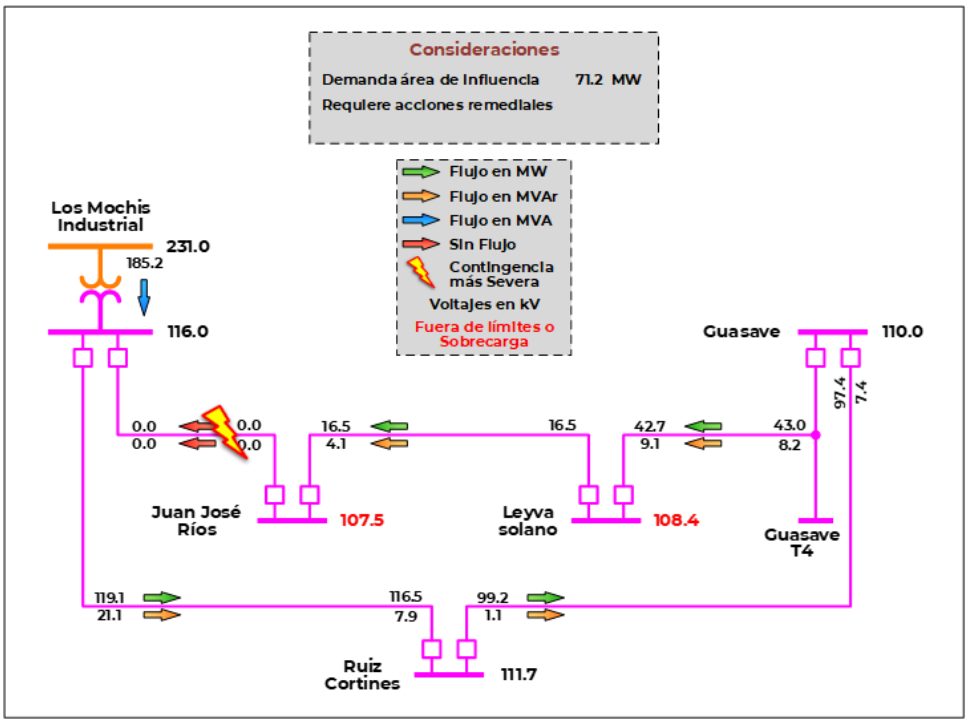


Figura 9.6.12.6. Escenario de operación 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Los Mochis Industrial – Juan José Ríos con corte de carga

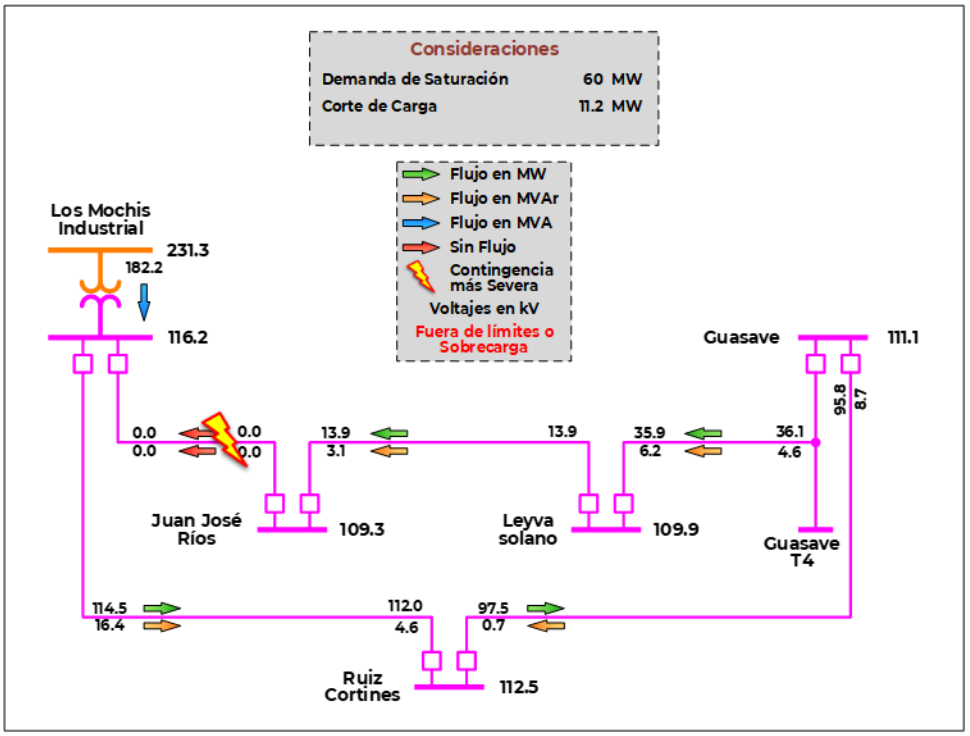


Figura 9.6.12.7. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 1

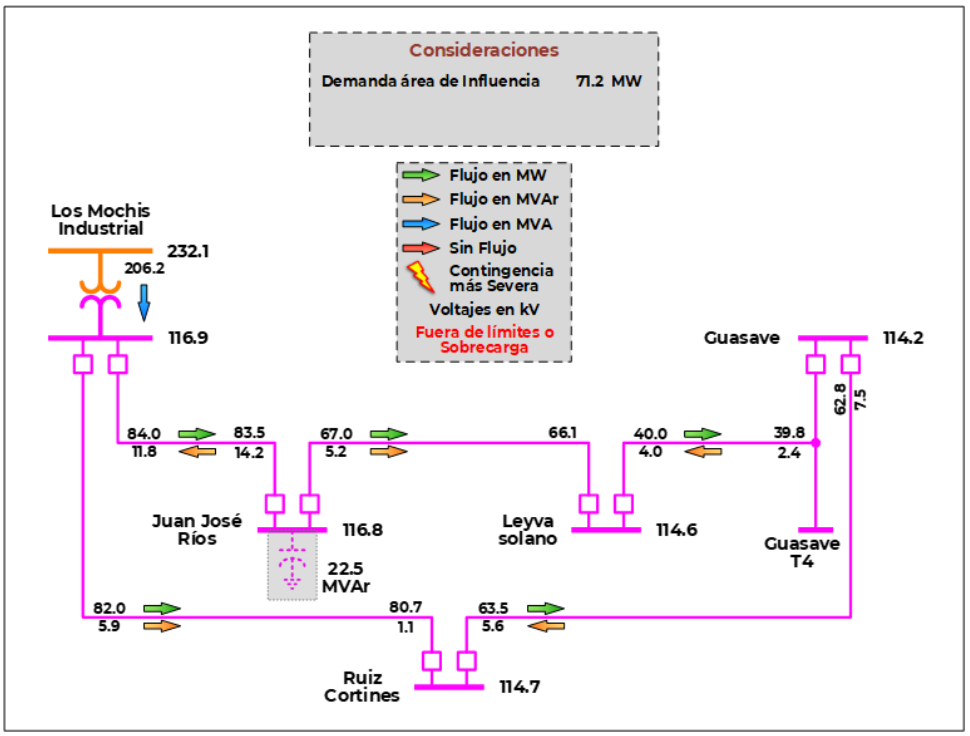


Figura 9.6.12.8. Escenario de demanda máxima en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa para la Alternativa 1. Demanda de Saturación

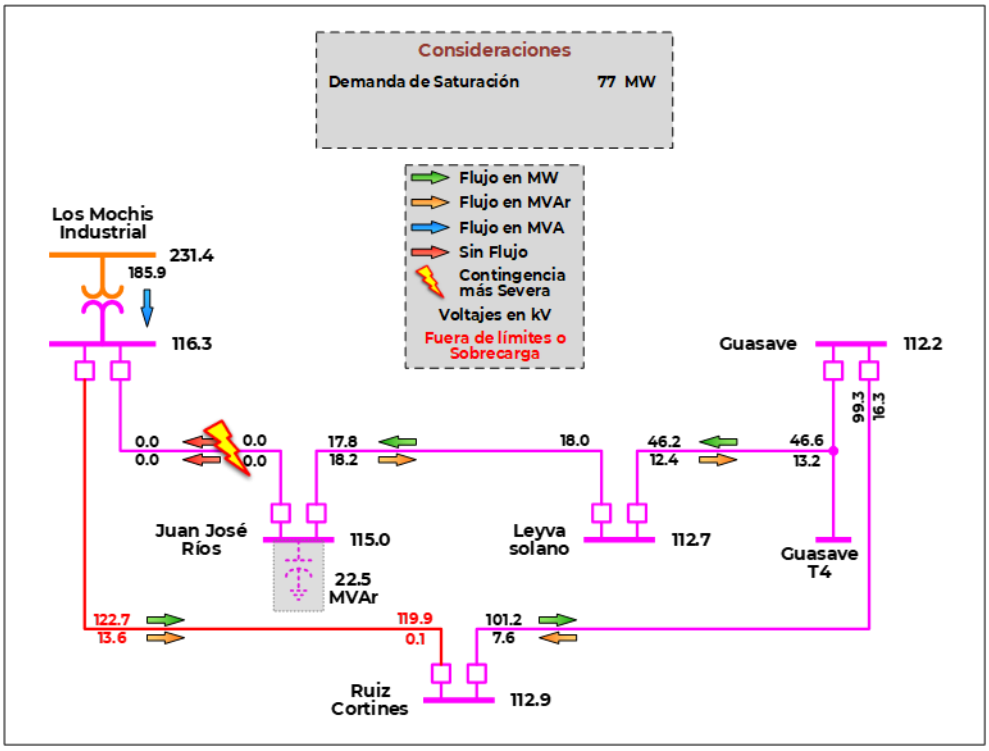


Figura 9.6.12.9. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 2

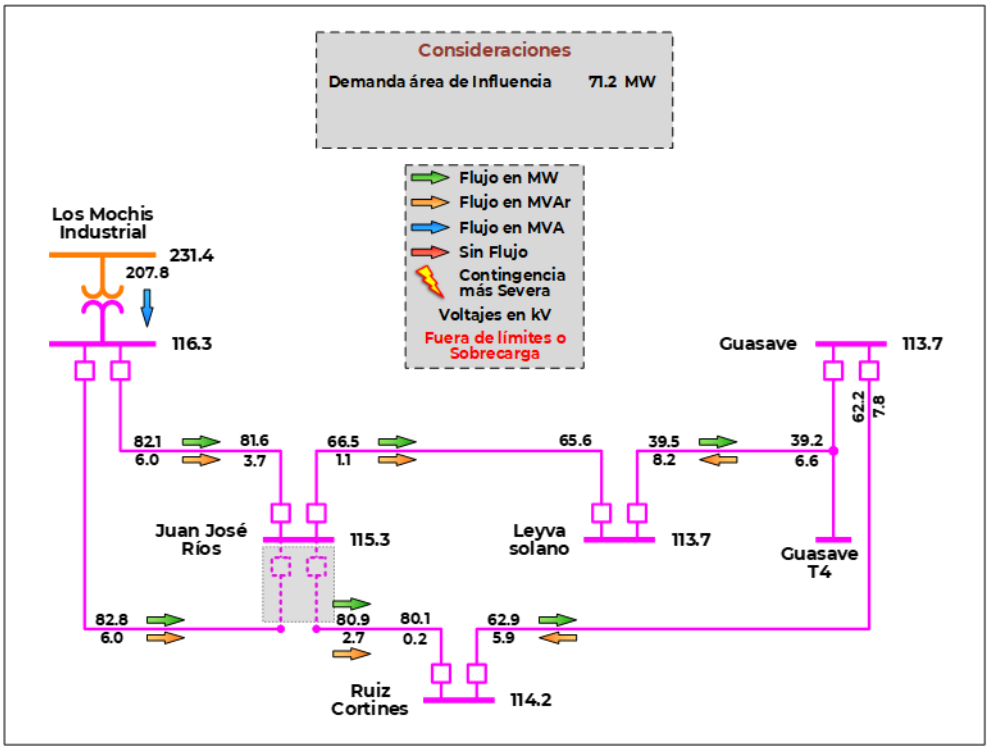
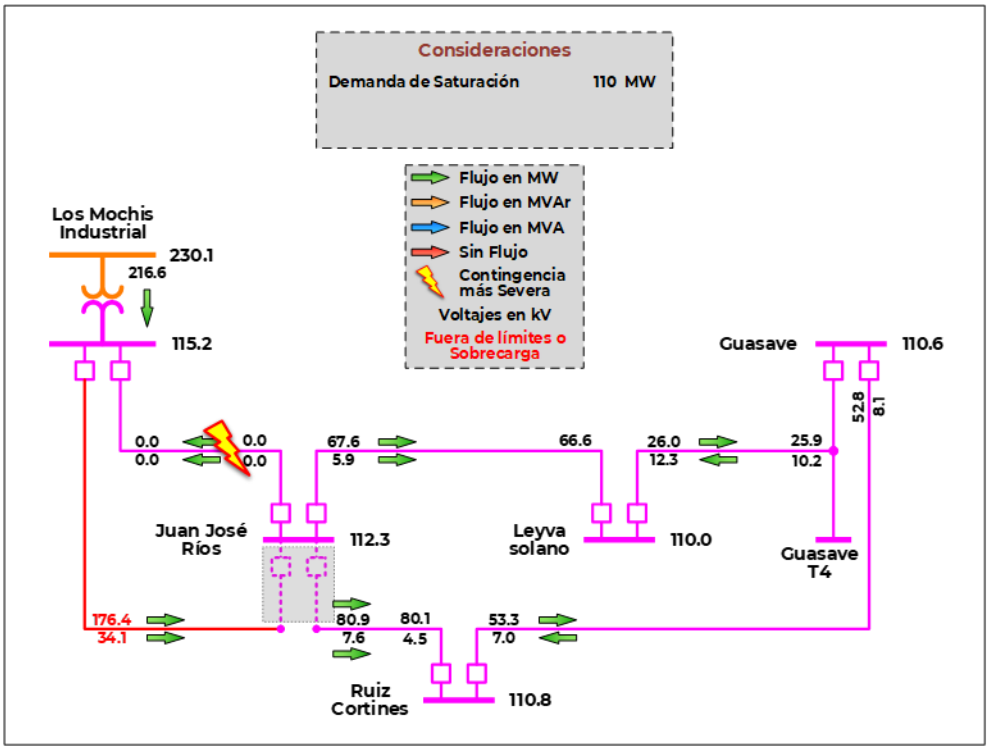


Figura 9.6.12.10. Escenario de demanda máxima en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa para la Alternativa 2. Demanda de Saturación



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económica y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona Juan José Ríos y se contaría con la infraestructura suficiente para evitar cortes de carga por bajo voltaje ante condición de contingencia.

En los cuadros 9.6.12.4 y 9.6.12.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.12.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
22.90	24.94	47.84	2.16	24.96	45.68	1.83

Cuadro 9.6.12.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
10.66	41.70	52.35	3.83	43.90	48.52	1.11

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.12.6 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área de influencia, en donde la Alternativa 2 tiene una menor demanda de saturación en condición de red completa, pero ante contingencia sencilla es mayor, sin embargo, su alto costo comparado con la Alternativa 1 resulta en una menor relación beneficio-costo.

Cuadro 9.6.12.6. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	115 MW	60 MW
Alternativa 1	120 MW	77 MW
Alternativa 2	115 MW	110 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.12.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.12.7. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Mayor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de Inversión, millones de pesos de 2019	27.66	49.46
Relación Beneficio/Costo	1.83	1.11

Por 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 las Subestaciones Eléctricas que se encuentran en el corredor eléctrico en 115 kV entre las zonas Los Mochis y Guasave.

P20-NO4 Cerro Cañedo MVAr

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en el municipio de Caborca y poblaciones aledañas en el estado de Sonora pertenecientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNO), se realiza con Subestaciones Eléctricas en 230 kV en la red troncal y autotransformadores para reducir la tensión a 115 kV. Se tiene una LT en 115 kV entre las zonas Caborca y Nogales que interconectan las Subestaciones Eléctricas Caborca (CBA) y Santa Ana (STA), con varias Subestaciones Eléctricas intermedias como Cerro Cañedo (CCA), Llano Blanco (LLB), Altar (ALT) y Ocuca (OCU).

El corredor de trasmisión en 115 kV entre la SE Caborca y la SE Santa Ana tiene una longitud de 79 km aproximadamente sin ningún punto intermedio de soporte de tensión o elemento de compensación.

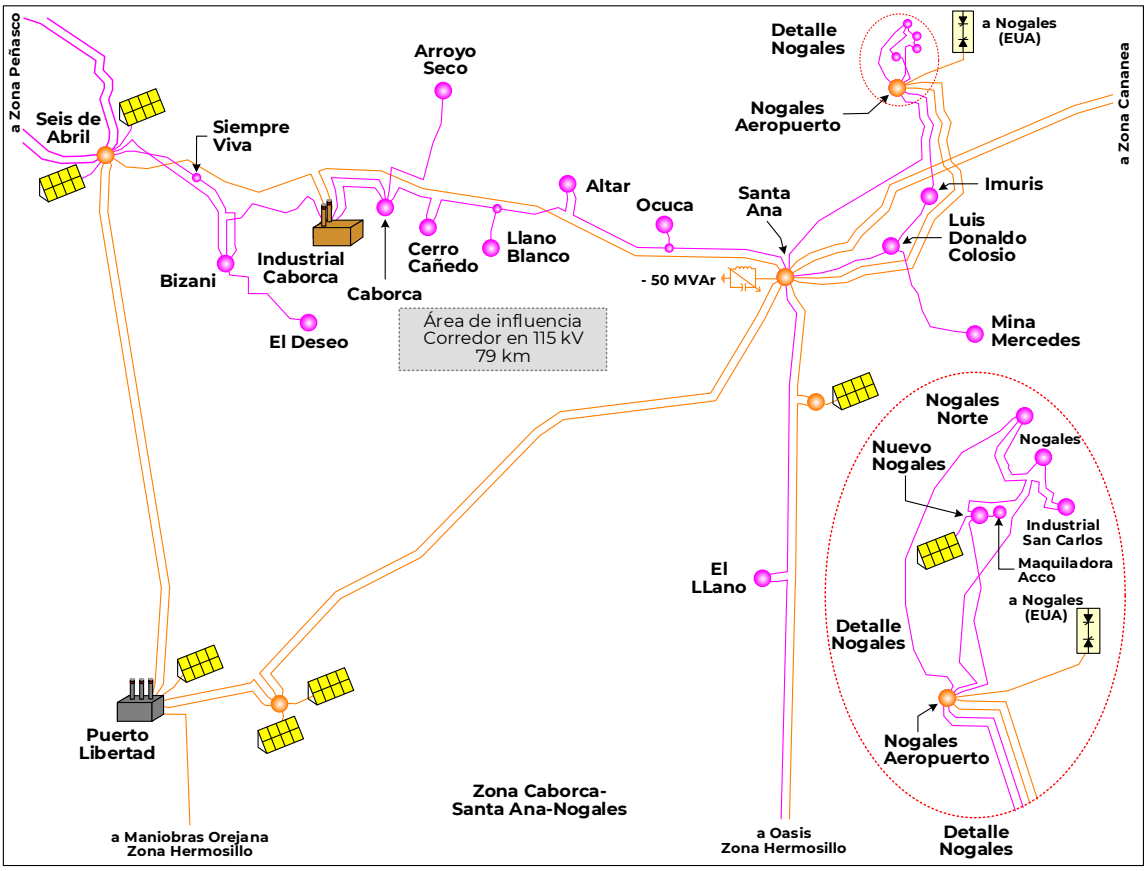
En condición de red completa se presentan condiciones adecuadas en cuanto al voltaje de operación en las Subestaciones Eléctricas dentro del área de influencia lo que permite satisfacer los incrementos en la demanda. Sin embargo, ante contingencia sencilla del disparo de una LT que conforman el enlace de transmisión en 115 kV, las Subestaciones Eléctricas asociadas a dicho corredor quedan aisladas radialmente desde un punto de conexión muy alejado eléctricamente, lo que resulta en una problemática de baja tensión en la SE Cerro Cañedo y el resto de las Subestaciones Eléctricas involucradas dentro del área de influencia.

La contingencia sencilla más severa, es la pérdida de la LT Caborca - Cerro Cañedo por lo que se requiere la implementación de un esquema de acción remedial de tiro de carga para evitar el colapso de voltaje en las SE Cerro Cañedo y Altar al quedar conectadas en forma radial desde la zona Santa Ana. Debido a esta problemática se pone en riesgo la continuidad del suministro de energía eléctrica, así como la calidad en el servicio eléctrico en la zona Caborca.

Por lo anterior, se requiere de un equipo de compensación reactiva capacitiva para reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

La Figura 9.6.13.1 muestra la infraestructura eléctrica entre las Subestaciones Eléctricas del área de influencia para el 2024, se tiene una distancia aproximadamente de 79 km entre la SE Industrial Caborca en 115 kV y la SE Santa Ana en 115 kV.

Figura 9.6.13.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica entre la Zona Caborca y Nogales 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en la integración de un banco de capacitores de 15 MVAr en 115 kV en la SE Cerro Cañedo, con esta obra se asegura la regulación de tensión en la zona de influencia resolviendo la problemática ante contingencias para las Subestaciones Eléctricas de Cerro Cañedo y Altar, por lo que la incorporación de la nueva infraestructura asegura la Confiabilidad del suministro de energía en el área de influencia, adicionalmente será posible atender el crecimiento esperado de la demanda y mantener la Confiabilidad en el suministro en condición de red completa y ante contingencias sencillas. En la figura 9.6.13.2 se muestra un diagrama simplificado de esta alternativa.

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE Cerro Cañedo con una capacidad de 15 MVAr en 115 kV.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la integración de dos bancos de capacitores de 7.5 MVAr cada uno en 115 kV, uno se instalará en la SE Cerro Cañedo y el otro en la SE Altar, con esta obra se asegura la regulación de tensión en el área de influencia resolviendo la

problemática, con la incorporación de la nueva infraestructura se asegura la Confiabilidad del suministro de energía y será posible atender el crecimiento esperado de la demanda y mantener la Confiabilidad en el suministro en condición de red completa y ante contingencias sencillas. El diagrama simplificado de la Alternativa 2 se aprecia en la figura 9.6.13.3.

Compensación:

- Un banco de capacitores en SE Cerro Cañedo con una capacidad de 7.5 MVAr en 115 kV.
- Un banco de capacitores en SE Altar con una capacidad de 7.5 MVAr en tensión 115 kV.

Las fechas 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 2024.

Figura 9.6.13.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

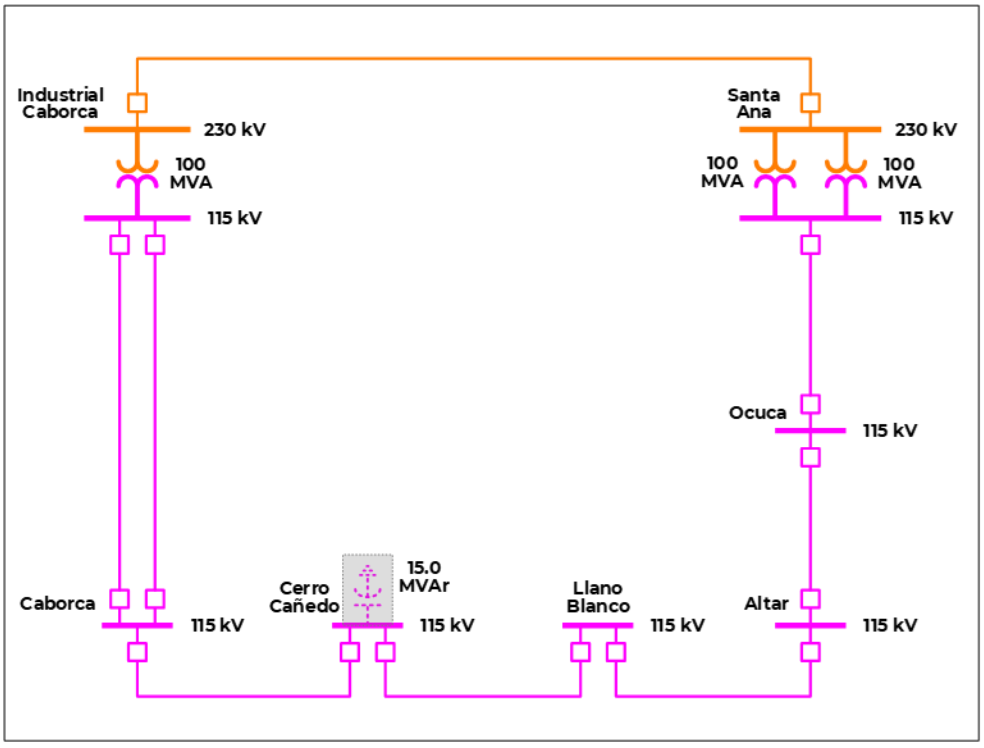
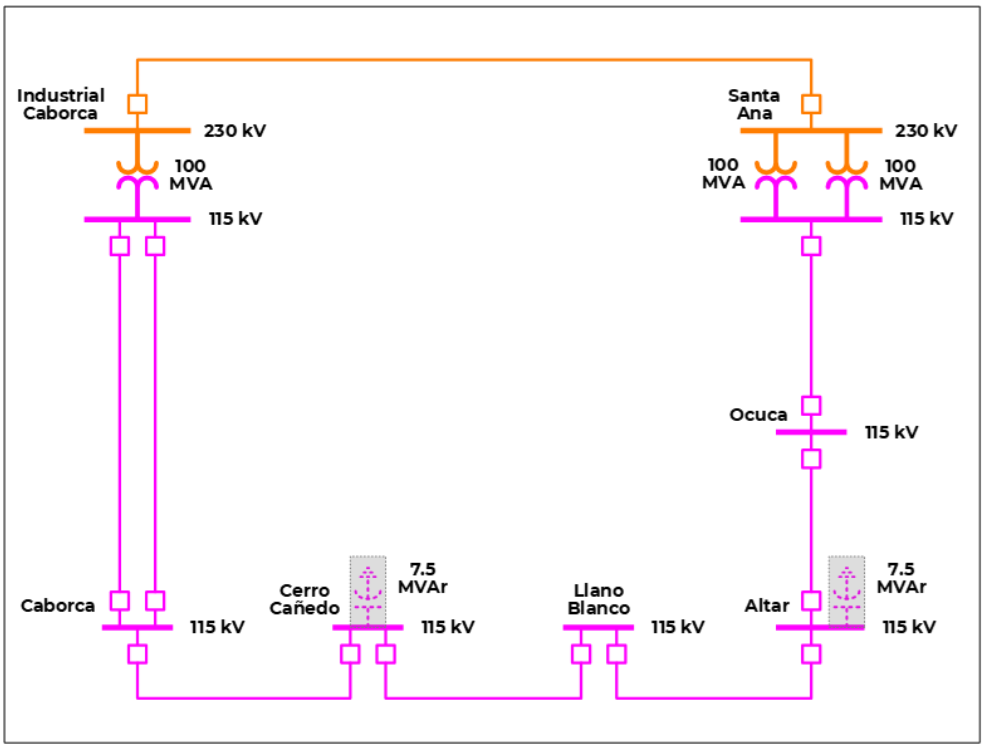


Figura 9.6.13.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **26.754 millones de pesos** (1.39 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Cerro Cañedo con capacidad de 15 MVAr en tensión de 115 kV. El proyecto considera el alimentador para la conexión del equipo.

El cuadro 9.6.13.1 muestra las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.13.1. Obras de Compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Cañedo MVAr /1	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	26.754
Total			**15.0**			**26.754**

1/ Incluye alimentador para interconexión del capacitor

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **53.423 millones de pesos** (2.77 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene dos bancos de capacitores, uno en la SE Cerro Cañedo y otro en la SE Altar con capacidad cada uno de 7.5 MVAr en tensión de 115 kV. El proyecto considera los alimentadores para la conexión del equipo.

En el cuadro 9.6.13.2 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.13.2. Obras de Compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Cañedo MVAr /1	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	26.712
Altar MVAr /1	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	26.712
Total			**15.0**			**53.423**

1/ Incluye alimentador para interconexión del capacitor

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona Caborca.

En la Figura 9.6.13.4, se muestran las condiciones operativas en el escenario de verano de 2024 en el área de influencia sin el proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT Caborca – Cerro Cañedo se presentan voltajes por debajo del rango establecido en el código de red en algunas Subestaciones Eléctricas dentro del área de influencia, este escenario se aprecia en la Figura 9.6.13.5.

En las Figuras 9.6.13.6 a 9.6.13.9 se presentan las condiciones en estado estable y ante contingencia de las dos alternativas de solución, se observa que ante contingencia más severa se soluciona la problemática de voltaje, de esta forma se garantiza la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el área de influencia, además se puede observar los niveles de demandas de saturación en cada alternativa.

Figura 9.6.13.4. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto

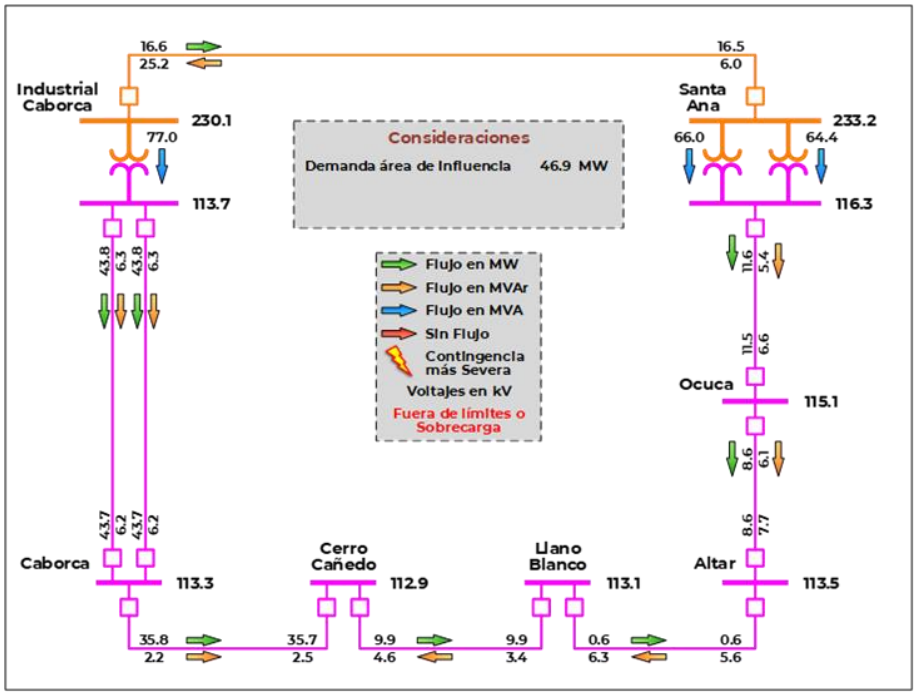


Figura 9.6.13.5. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Caborca – Cerro Cañedo

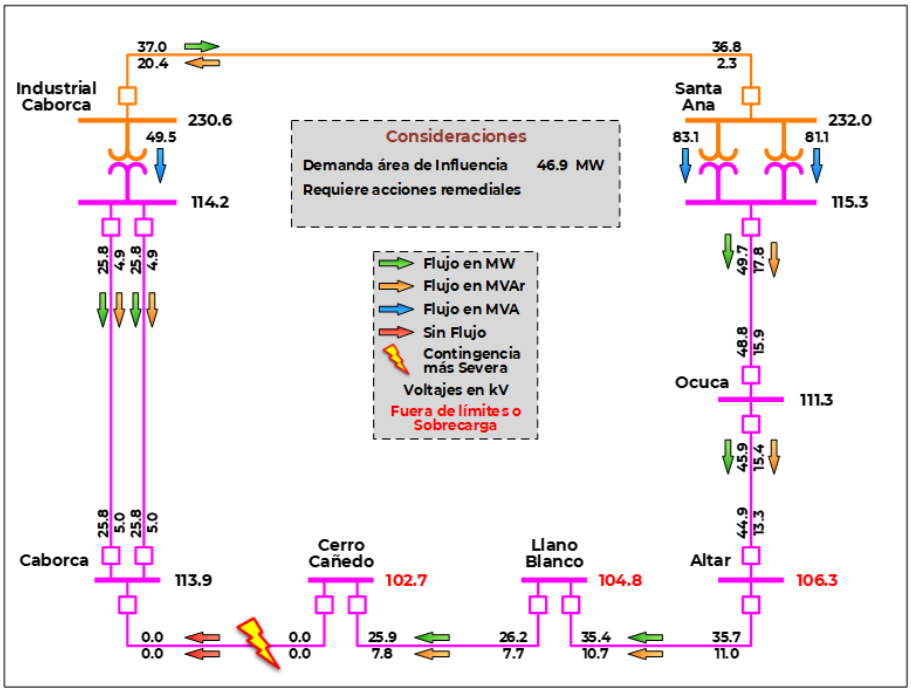


Figura 9.6.13.6. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 1

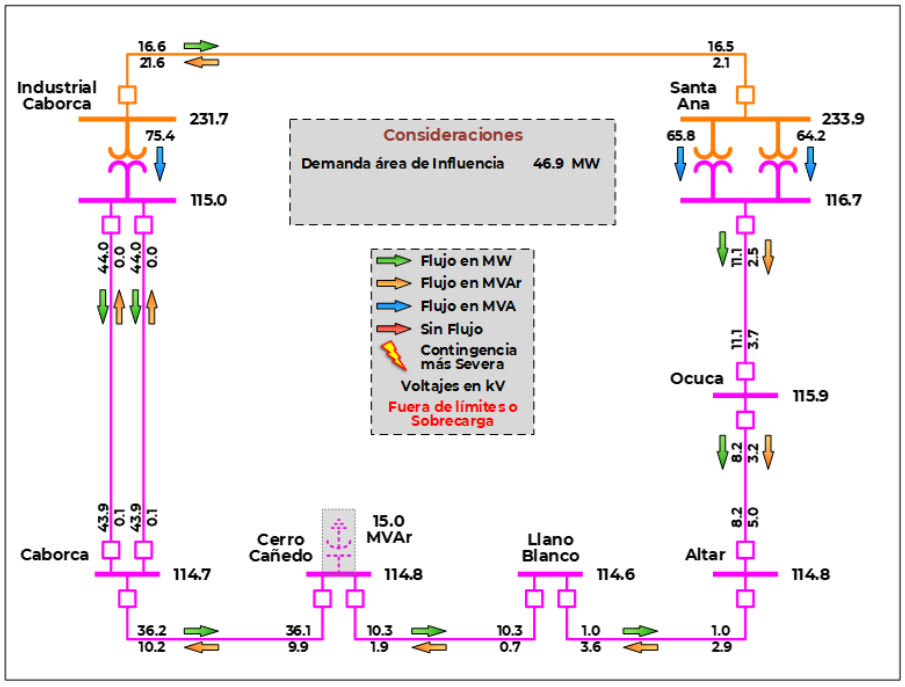


Figura 9.6.13.7. Escenario de operación ante demanda de saturación en el área de influencia ante contingencia crítica para la Alternativa 1

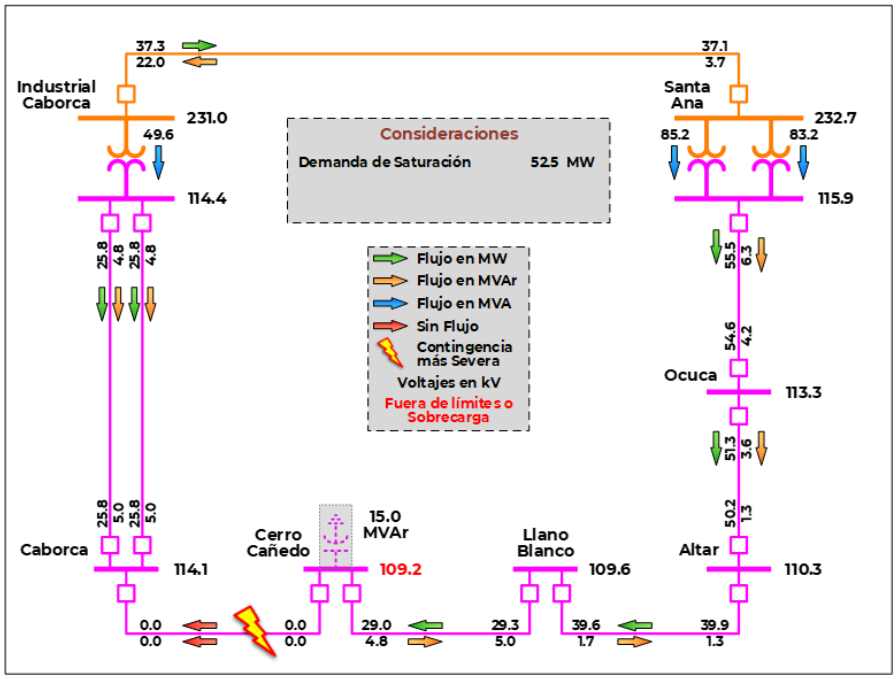


Figura 9.6.13.8. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 2

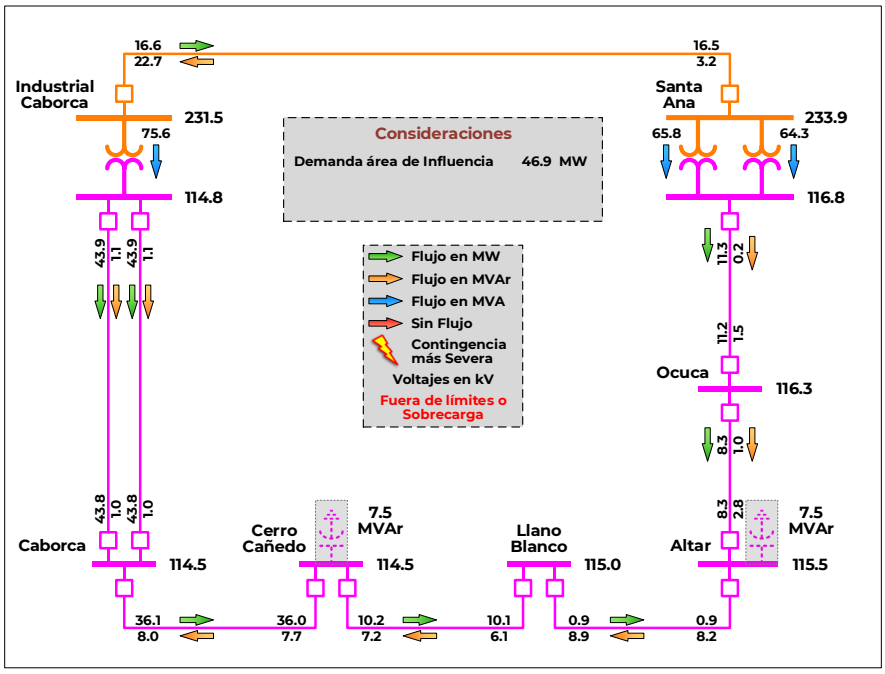
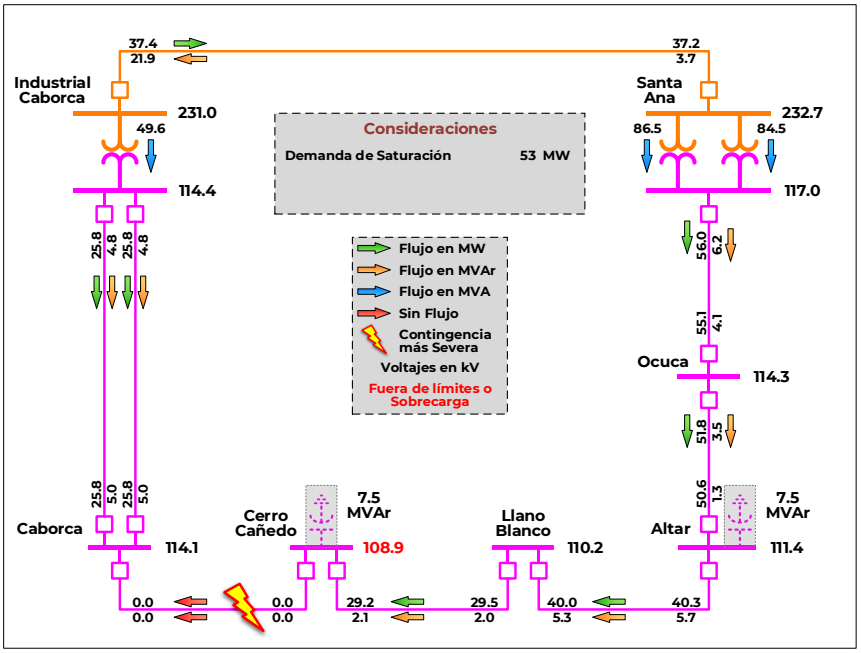


Figura 9.6.13.9. Escenario de operación ante demanda de saturación en el área de influencia ante contingencia crítica para la Alternativa 2



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de soporte de tensión en la SE Cerro Cañedo y se contaría con la infraestructura suficiente para evitar cortes de carga por bajo voltaje ante condición de contingencia sencilla.

En los cuadros 9.6.13.3 y 9.6.13.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.13.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.14	28.46	54.60	2.08	24.14	52.52	2.18

Cuadro 9.6.13.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
23.82	29.24	53.06	4.14	48.20	48.89	1.01

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.13.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor capacidad en la demanda de saturación en condición de red completa y con igual valor ante contingencia.

Cuadro 9.6.13.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	82 MW	33 MW
Alternativa 1	95 MW	53 MW
Alternativa 2	97 MW	53 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.13.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.13.6. 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	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	26.75	53.42
Relación Beneficio/Costo	2.18	1.01

Por 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 en el área de influencia de la SE Cerro Cañedo.

P20-NO5 Pericos MVAr

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en el municipio de Mocorito, Sinaloa y poblaciones aledañas se realiza con la Subestación Eléctrica (SE) Pericos (SPE) en 115 kV, la cual está conectada con una LT de 59 km, calibre 336 kcmil ACSR desde la SE Guamúchil (GML) en la zona Guasave y hacia la zona Culiacán mediante una LT de 34 km, con conductor calibre 477 kcmil ACSR en la SE Culiacán Poniente (CPO), formando un enlace entre las zonas eléctricas Culiacán y Guamúchil en 115 kV.

En el área de influencia de la SE Pericos, se encuentra programada la entrada en operación de la SE Chinitos, con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV con la que se atenderá el crecimiento y las necesidades de energía en el área de influencia optimizando la carga a través de los circuitos en media tensión, sin embargo, por la lejanía de los centros principales de suministro de energía eléctrica se tendrán voltajes de operación fuera de los rangos de operación ante contingencia sencilla.

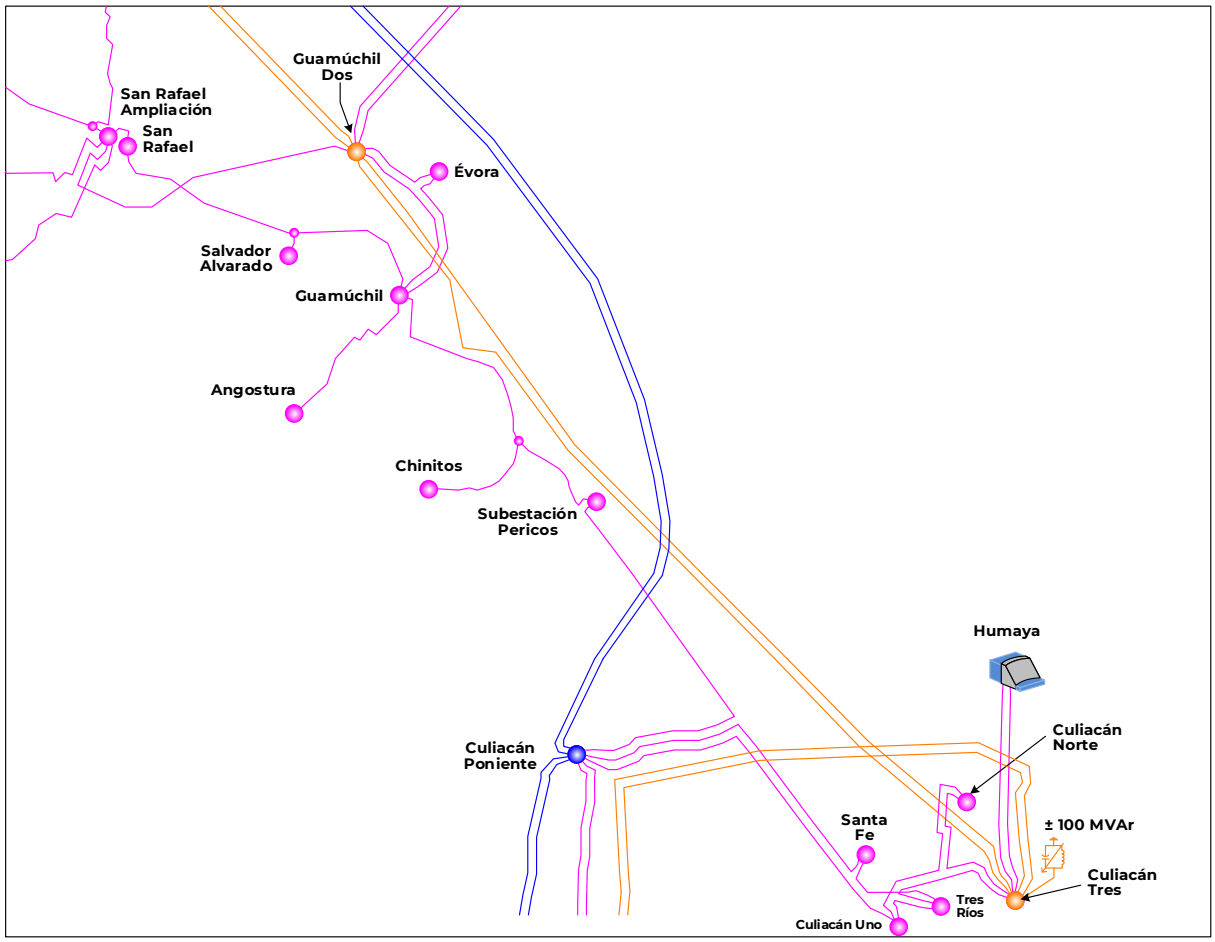
Actualmente en el corredor en 115 kV, que es parte del enlace entre Culiacán y Guamúchil, no se cuenta con ningún soporte de compensación capacitiva para mantener el voltaje dentro del rango de operación en las Subestaciones Eléctricas que lo integran por lo que se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

Ante la contingencia sencilla de la LT Culiacán Poniente - Pericos en 115 kV, la SE Pericos queda conectada en forma radial desde la SE Guamúchil, la cual se encuentra alejada eléctricamente y se presenta la problemática de baja tensión; registrando voltajes por debajo de los limites operativos permisibles, lo que pone en riesgo la continuidad del suministro de energía eléctrica, así como la Calidad en el servicio eléctrico en la zona Guamúchil.

Para resolver la problemática se ha implementado un esquema de acción remedial de corte de carga evitando con ello que se presente un colapso de voltaje en el área de influencia ante contingencia sencilla.

En la Figura 9.6.14.1 se observa la infraestructura eléctrica entre las Subestaciones Eléctricas el área de influencia para el 2024, se tiene una distancia aproximadamente de 93 km entre la SE Guamúchil en 115 kV hasta SE Culiacán Poniente en 115 kV.

Figura 9.6.14.1. Diagrama geográfico entre las zonas Guamúchil y Culiacán



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Alternativa 1

La Alternativa 1 consiste en la integración de un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV en la SE Pericos.

Con el proyecto se podrá mantener la regulación de tensión en el área de influencia atendiendo el suministro de la demanda ante contingencias de Líneas de Transmisión en las SE Pericos y Chinitos en 115 kV.

La figura 9.6.14.2 muestra un diagrama simplificado de esta alternativa.

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE Pericos con una capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

Alternativa 2

La Alternativa 2 consiste en la integración de dos bancos de capacitores de 15 MVAr cada uno, un capacitor en la SE Chinitos y el otro en la SE Pericos en el nivel de 115 kV, con esta obra se asegura la regulación de tensión en el área de influencia resolviendo la problemática ante contingencias sencillas.

La Figura 9.6.14.3 muestra un diagrama simplificado de esta alternativa.

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE Chinitos con una capacidad de 15 MVAr en 115 kV.
- Un banco de capacitores en la SE Subestación Pericos con una capacidad de 15 MVAr en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

Figura 9.6.14.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

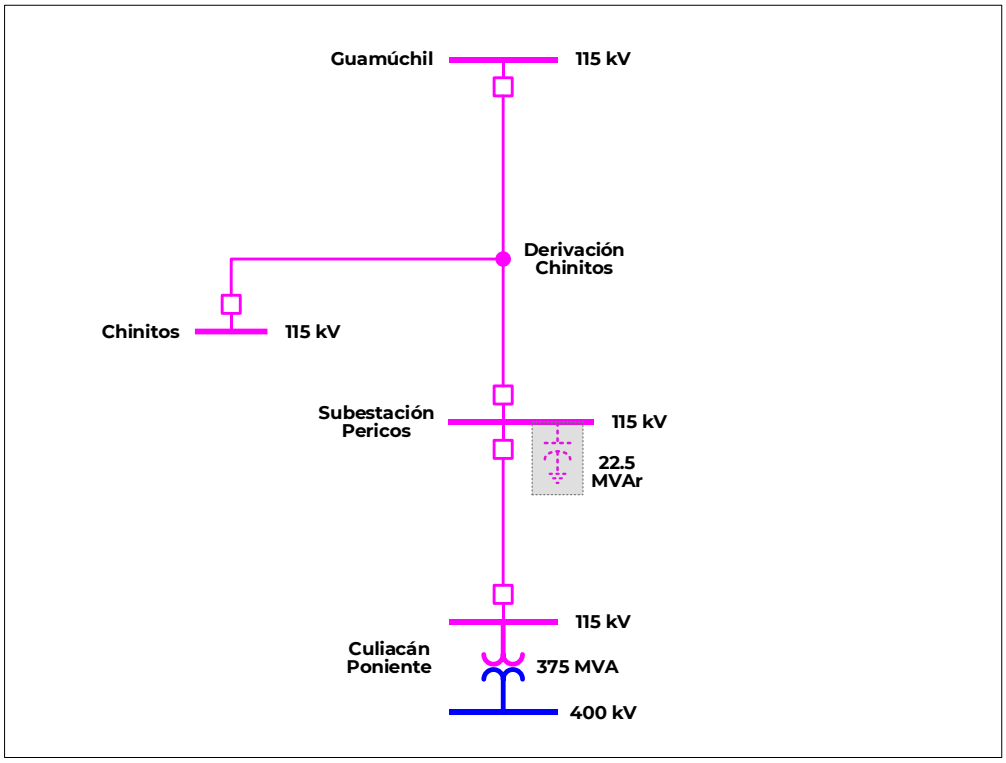
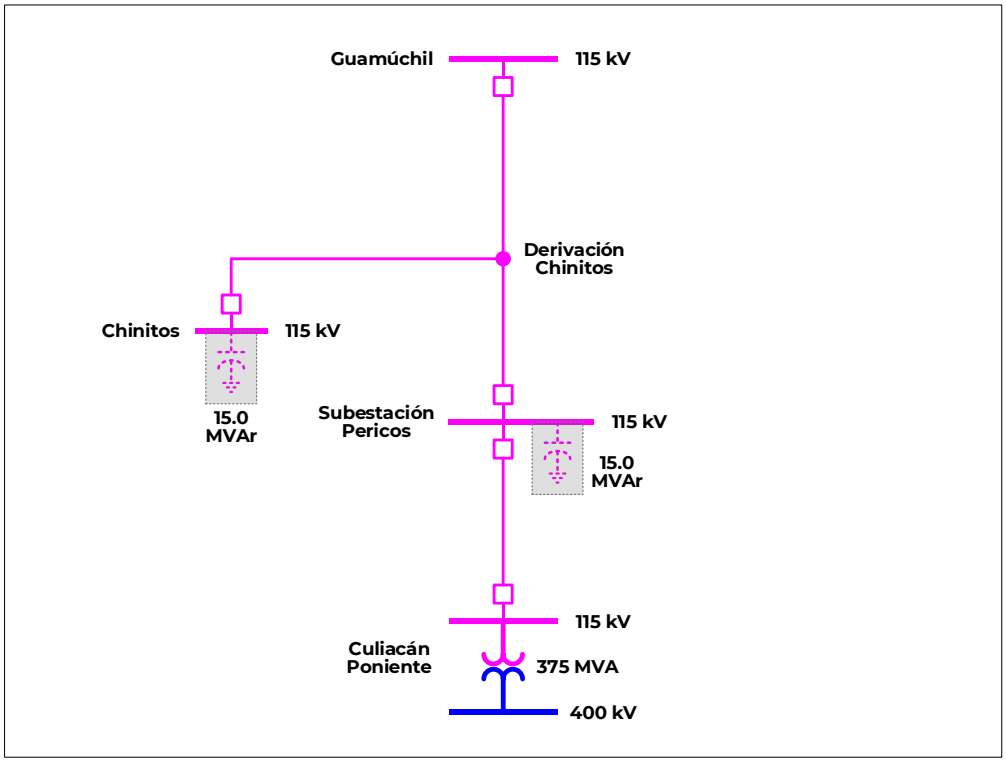


Figura 9.6.14.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **27.663 millones de pesos** (1.44 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Pericos con capacidad de 22.5 MVAr en tensión de 115 kV.

El cuadro 9.6.14.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.14.1. Obras de Compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Subestación Pericos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	27.663
Total			**22.5**			**27.663**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **53.508 millones de pesos** (2.78 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar dos bancos de capacitores, uno en la SE Chinitos con capacidad de 15 MVAr en 115 kV y el otro en la SE Subestación Pericos con capacidad de 15 MVAr en 115 kV.

El cuadro 9.6.14.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.14.2. Obras de Compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Chinitos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	26.754
Subestación Pericos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	26.754
Total			**30.0**			**53.508**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia.

En la Figura 9.6.14.4, se muestran las condiciones operativas esperadas en el verano de 2024 en el área de influencia del proyecto previo a la entrada en operación del proyecto Pericos MVAr. Se observa que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro ya que los voltajes en las Subestaciones Eléctricas involucradas en el área de influencia se encuentran dentro del rango de operación. Sin embargo, ante la contingencia sencilla más severa que es el disparo de la LT Culiacán Poniente – Subestación Pericos se presentan voltajes por debajo del rango establecido como se muestra en la Figura 9.6.14.5. La Figura 9.6.14.6 muestra el corte de carga requerido ante la contingencia sencilla más severa en el área de influencia del proyecto.

En las Figuras 9.6.14.7 a 9.6.14.10 se presentan las condiciones en estado estable y ante contingencia de las dos alternativas de solución, se observa que ante la contingencia más severa se soluciona la problemática de voltaje, de esta forma se garantiza la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el área de influencia, además se puede observar los niveles de demandas de saturación en cada alternativa.

Figura 9.6.14.4. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto

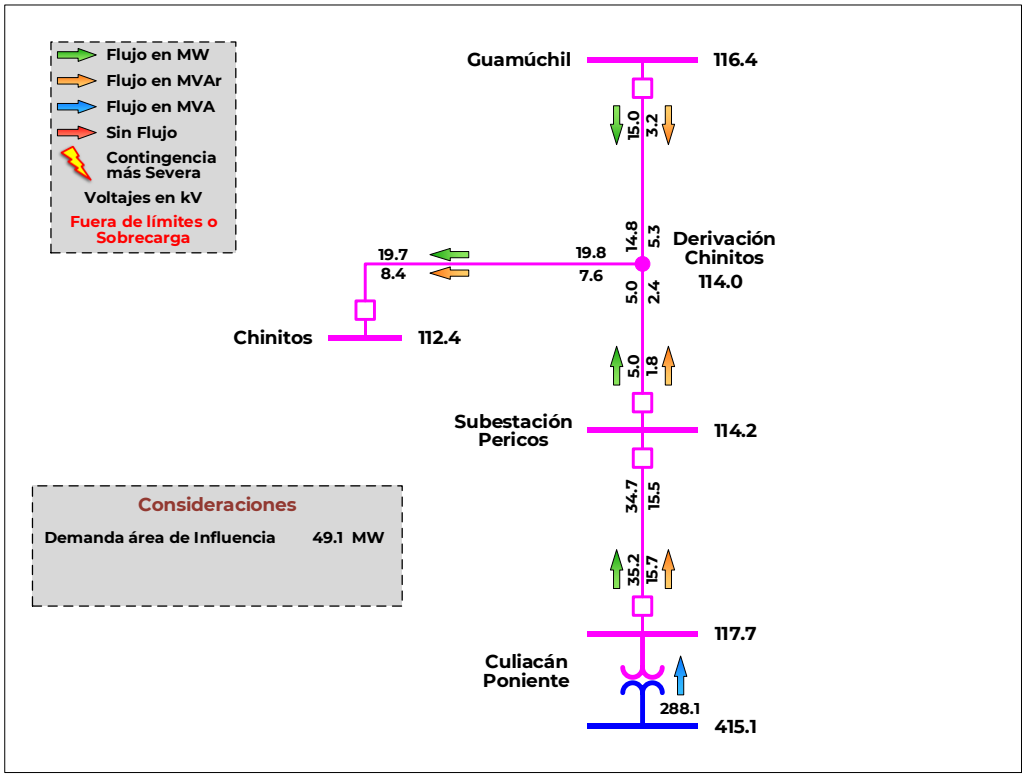


Figura 9.6.14.5. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Culiacán Poniente – Subestación Pericos

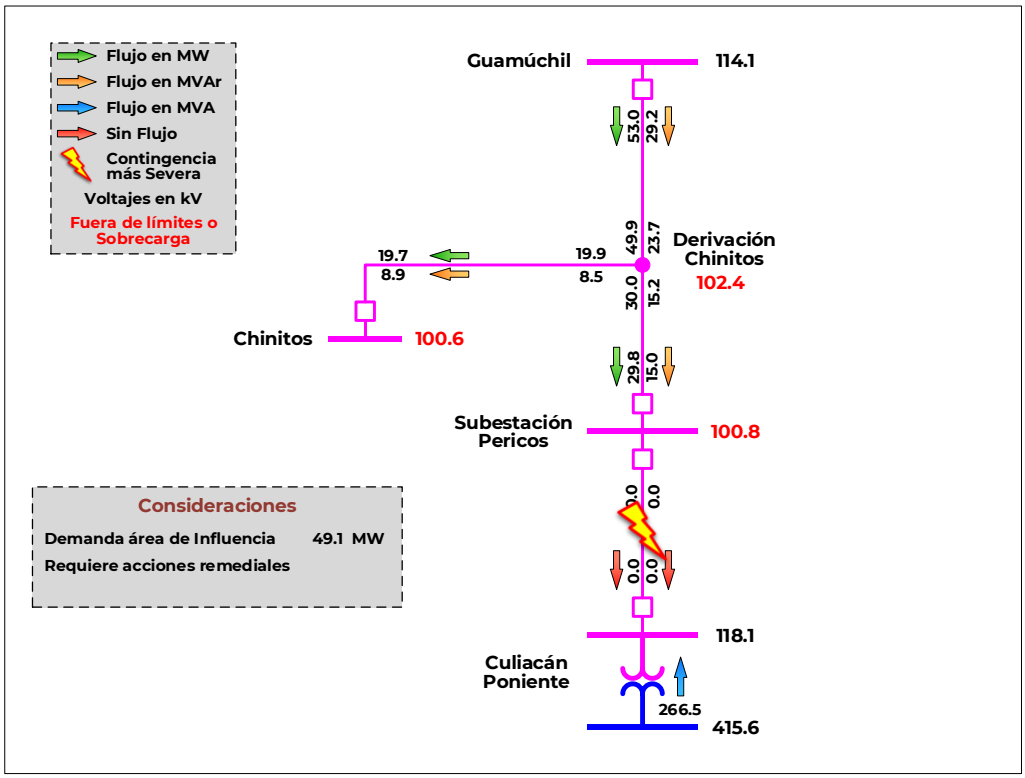


Figura 9.6.14.6. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Culiacán Poniente – Subestación Pericos. Corte de carga

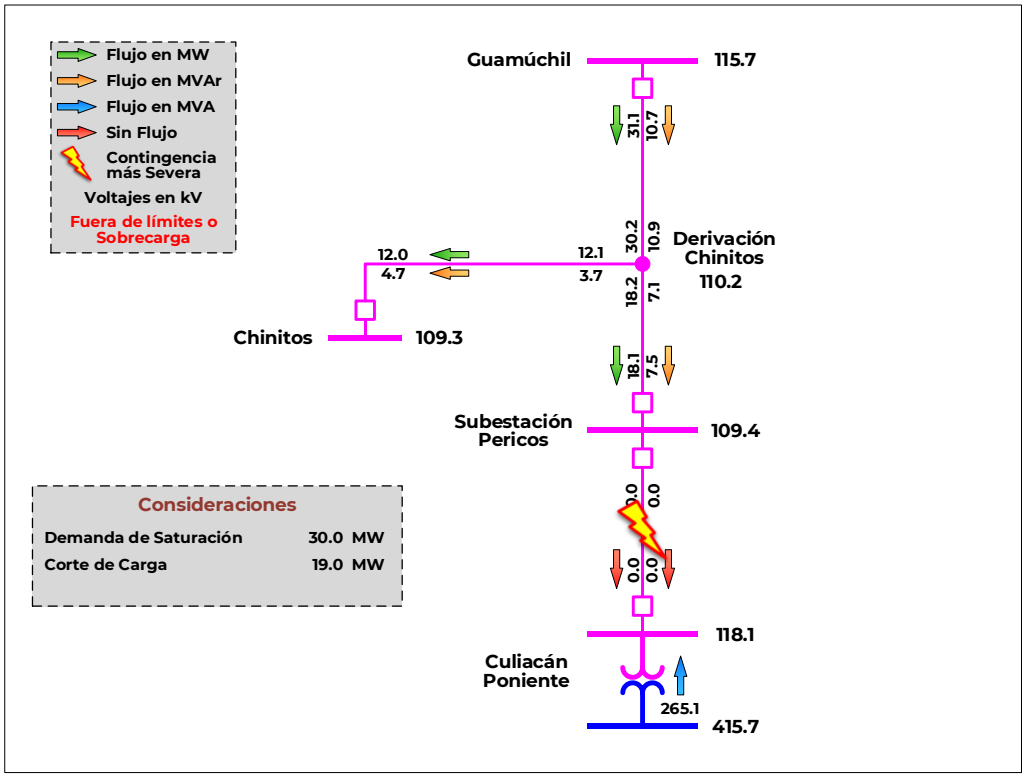


Figura 9.6.14.7. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 1

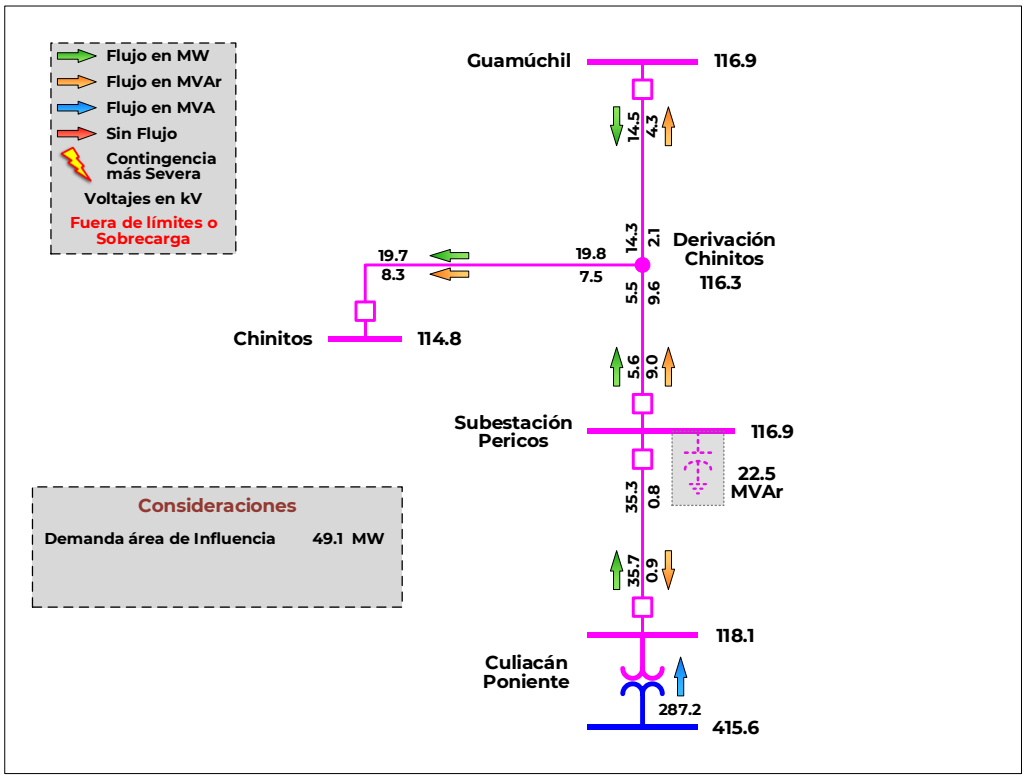


Figura 9.6.14.8. Escenario de operación ante demanda de saturación en el área de influencia ante contingencia crítica para la Alternativa 1

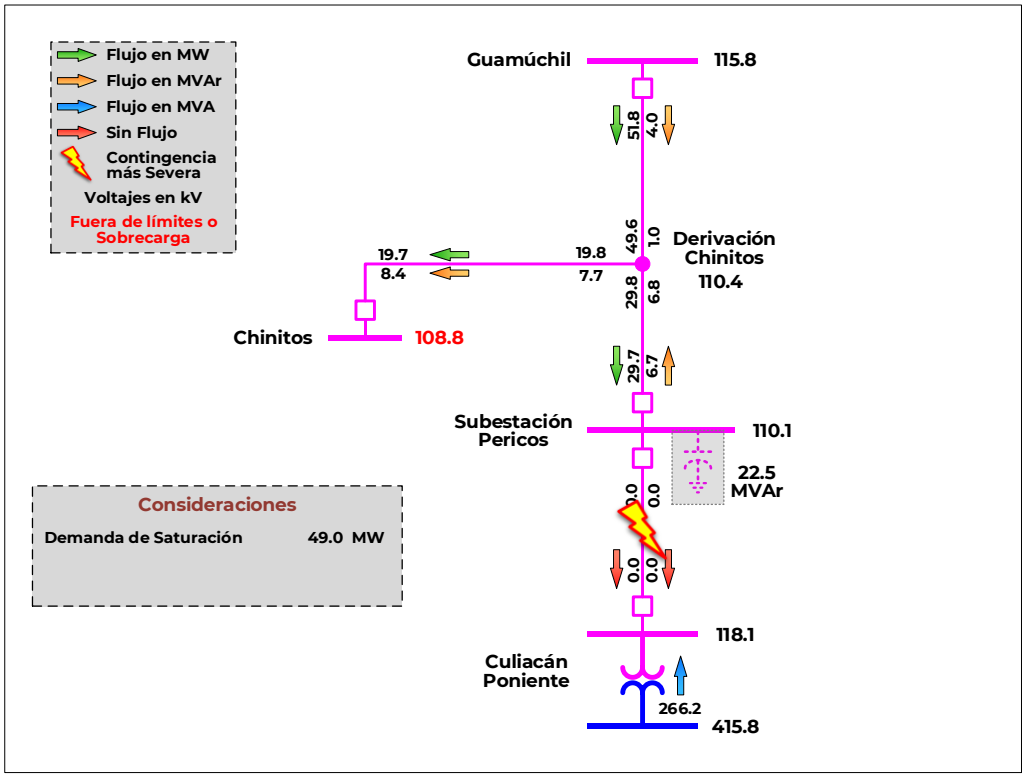


Figura 9.6.14.9. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia para la Alternativa 2

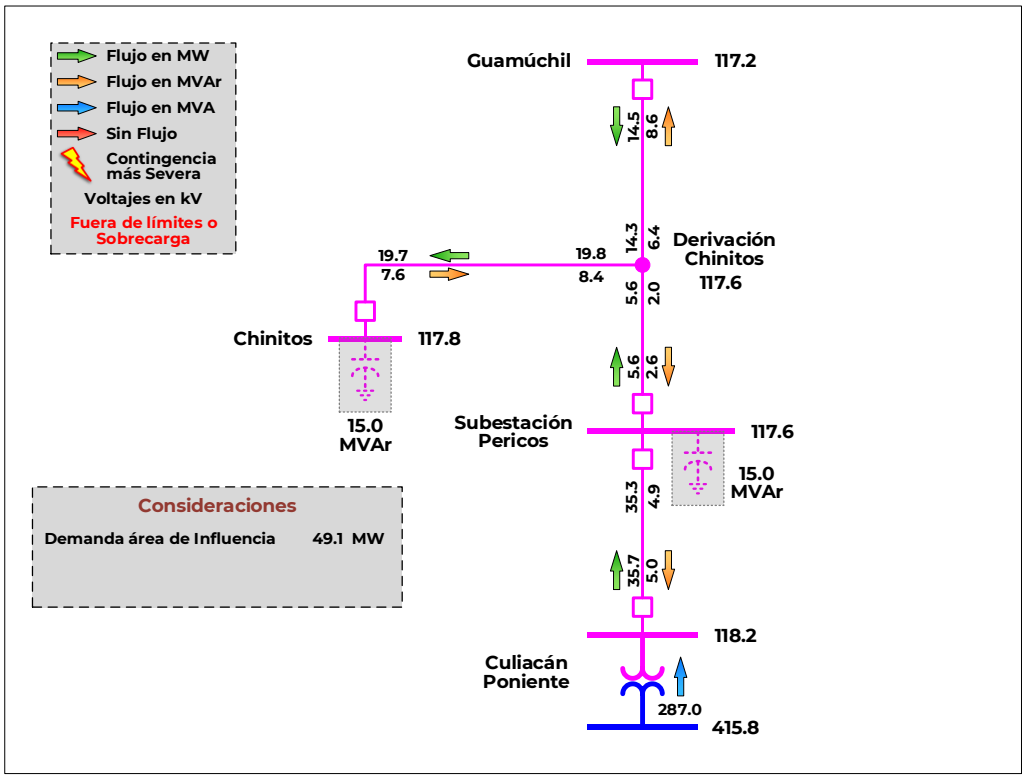
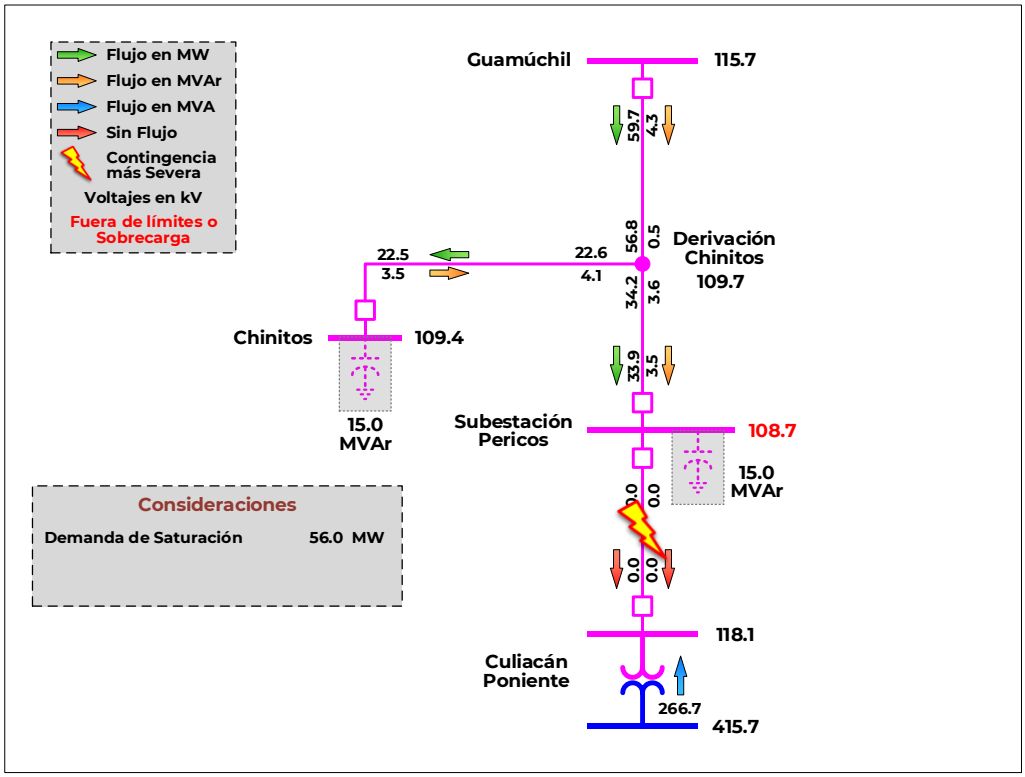


Figura 9.6.14.10. Escenario de operación ante demanda de saturación en el área de influencia ante contingencia crítica para la Alternativa 2



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución.

Los cuadros 9.6.14.3 y 9.6.14.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.14.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
24.12	29.03	53.15	2.53	24.96	50.62	2.03

Cuadro 9.6.14.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
27.10	36.75	63.85	5.19	48.27	58.66	1.22

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.14.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área de influencia, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación en condición de red completa y ante contingencia, pero su costo es alto comparado con la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.14.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	70 MW	30 MW
Alternativa 1	81 MW	49 MW
Alternativa 2	94 MW	56 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.14.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.14.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Estabilidad transitoria del sistema	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos de 2019	27.66	53.50
Relación Beneficio/Costo	2.03	1.22

Por 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 en la zona de SE Pericos.

P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la Zona Mazatlán

Diagnóstico operativo.

En la zona de influencia de la Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNO), en el municipio de Mazatlán, estado de Sinaloa, se presenta la problemática de sobrecarga en los autotransformadores con relación de tensión 230/115 kV en la SE Mazatlán Dos.

La zona Mazatlán cuenta con la Central Eléctrica Térmica Convencional Mazatlán Dos denominada José Aceves Pozos, que consta de dos unidades de 158 MW de capacidad y una unidad de 300 MW que representa una capacidad total de 616 MW de generación instalada. Las unidades se encuentran interconectadas en la barra de 230 kV de la SE Mazatlán Dos y tienen una antigüedad de 40 años. Actualmente, esta generación ha sido desplazada por los nuevos ciclos combinados a base de gas que se han instalado en el ámbito de la GCRNO.

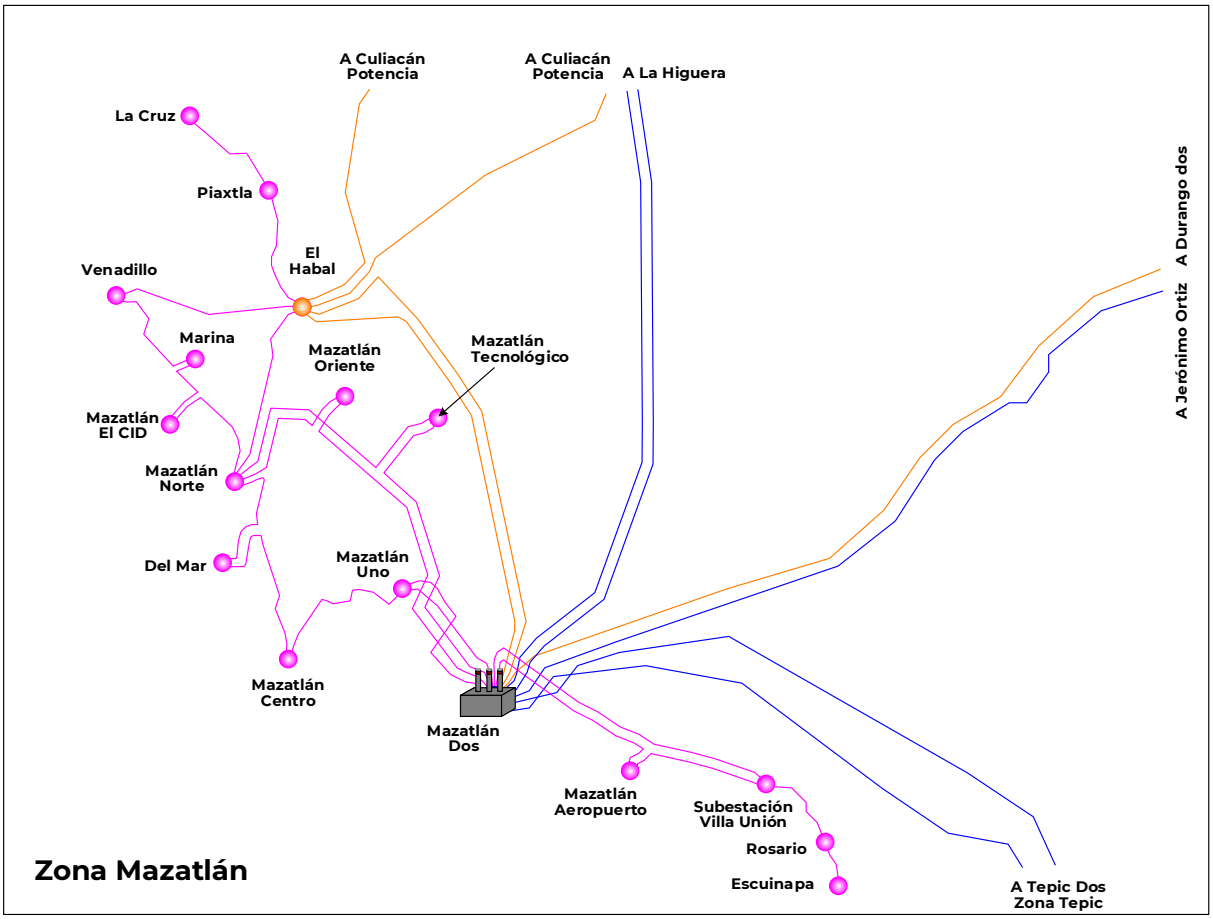
Por lo anterior, no es posible despachar la totalidad de las unidades de generación térmica convencional en la zona Mazatlán ya que se presentaría la saturación de los bancos de transformación de 100 MVA de la SE Mazatlán Dos, por lo que se tiene que controlar el despacho de generación en este punto de interconexión de manera que no se rebase la capacidad en los bancos de transformación, regulando el flujo de potencia a través de los mismos al máximo de su capacidad ya que por las condiciones del sistema eléctrico y al despacho de unidades en la GCR Noroeste, se requiere despachar al menos una unidad de generación en condición permanente para soporte de potencia reactiva en el sistema troncal del SIN, quedando la red eléctrica en una condición de baja Confiabilidad ya que de presentarse la contingencia sencilla de un banco de transformación de la SE Mazatlán Dos, se presentaría la sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Mazatlán Dos y El Habal, requiriendo el corte de carga para mantener los equipos de transformación dentro de los rangos de operación permitidos.

Adicionalmente a la problemática de sobrecarga, se presentan una problemática de altos voltajes en escenarios de baja demanda en la SE Mazatlán Dos, por lo que se requiere de equipos de compensación reactiva inductiva para mantener la tensión en la zona Mazatlán dentro de los límites de operación permitidos.

Debido a las problemáticas presentadas se corre el riesgo de no cumplir con el suministro de energía eléctrica, incumpliendo con el criterio de continuidad y calidad en el servicio.

En la Figura 9.6.15.1 se muestra el diagrama geográfico con la infraestructura eléctrica de la zona Mazatlán en 2024.

Figura 9.6.15.1. Diagrama geográfico de la Zona Mazatlán en 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se requiere adicionar capacidad de transformación y equipo de compensación reactiva inductiva en la zona Mazatlán para atender el crecimiento de la demanda y mantener el control de tensión en las subestaciones eléctricas de la zona Mazatlán. Las alternativas de solución analizadas son las siguientes:

Alternativa 1

Consiste en la sustitución de dos autotransformadores de 100 MVA de capacidad en la SE Mazatlán Dos, por dos nuevos autotransformadores con una capacidad de 225 MVA y relación 230/115 kV cada uno, además, adicionar equipo de compensación reactiva inductiva. Las obras necesarias son:

Transformación:

- Sustituir los autotransformadores de 100 MVA de capacidad en la SE Mazatlán Dos, por dos nuevos autotransformadores con una capacidad de 225 MVA y relación 230/115 kV cada uno.
- Trasladar el Autotransformador AT5 de la SE Mazatlán Dos y sustituir el Autotransformador AT1 de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV (para tener parámetros similares a los del

Autotransformador AT2 existente en la SE El Habal).

Compensación:

- Un reactor de barra en la SE Mazatlán Dos en 400 kV, con 75 MVAr de capacidad nominal. Adicionalmente requiere una unidad de reserva de 25 MVAr.
- Un reactor en el terciario del nuevo banco de transformación en la SE Mazatlán Dos con capacidad de 30 MVAr.

Alternativa 2

La segunda alternativa consiste en la integración a la red eléctrica de un autotransformador de potencia en una nueva Subestación Eléctrica denominada Mazatlán Potencia con una capacidad de 375 MVA con relación de tensión 400/115 kV y su red asociada en 115 kV, para descargar los autotransformadores existentes en la zona Mazatlán.

Transformación:

- Autotransformador con 375 MVA de capacidad de 375 MVA y relación de transformación 400/115 kV. Incluye fase de reserva de 125 MVAr.

Transmisión:

- LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – La Higuera (LT 1), 400 kV, dos circuitos, con una longitud de 1 km, dos conductores por fase y calibre 1113 kcmil ACSR.
- LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – La Higuera (LT 2), 400 kV, dos circuitos, con una longitud de 1 km, dos conductores por fase y calibre 1113 kcmil ACSR.
- La red eléctrica asociada en 115 kV consiste en dos tramos, uno aéreo y el segundo tramo subterráneo para la apertura de las líneas de transmisión:
- LT Mazatlán Potencia – entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico en 115 kV compuesto de dos tramos:
  - Tramo 1. LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico, 115 kV, doble circuito con una longitud de 8 km, calibre 795 kcmil ACSR.
  - Tramo 2. LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico, 115 kV, doble circuito con cable de potencia subterráneo con una longitud de 3.4 km y ampacidad operativa equivalente al conductor aéreo calibre 795 kcmil ACSR.
- LT Mazatlán Potencia – entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Oriente en 115 kV compuesto de dos tramos:
  - Tramo 1. LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Oriente, 115 kV, doble circuito con una longitud de 8 km, calibre 795 kcmil ACSR.
  - Tramo 2. LT Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos – Mazatlán Oriente, 115 kV, doble circuito con cable de potencia subterráneo con una longitud de 3.4 km y ampacidad operativa equivalente al conductor aéreo calibre 795 kcmil ACSR.

Compensación:

- Un reactor de barra en la SE Mazatlán Dos en 400 kV, con 75 MVAr de capacidad nominal. Adicionalmente requiere una unidad de reserva de 25 MVAr.
- Un reactor en el terciario en el banco de transformación de 100 MVA en la

SE Mazatlán Dos con capacidad de 30 MVAr.

Equipo en subestación:

- Requiere de 4 alimentadores en 400 kV y 4 alimentadores en 115 kV.
-

Las fechas de entrada en operación necesarias y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

Las figuras 9.6.15.2 y 9.6.15.3 muestran los diagramas simplificados de las alternativas 1 y 2 respectivamente.

Figura 9.6.15.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

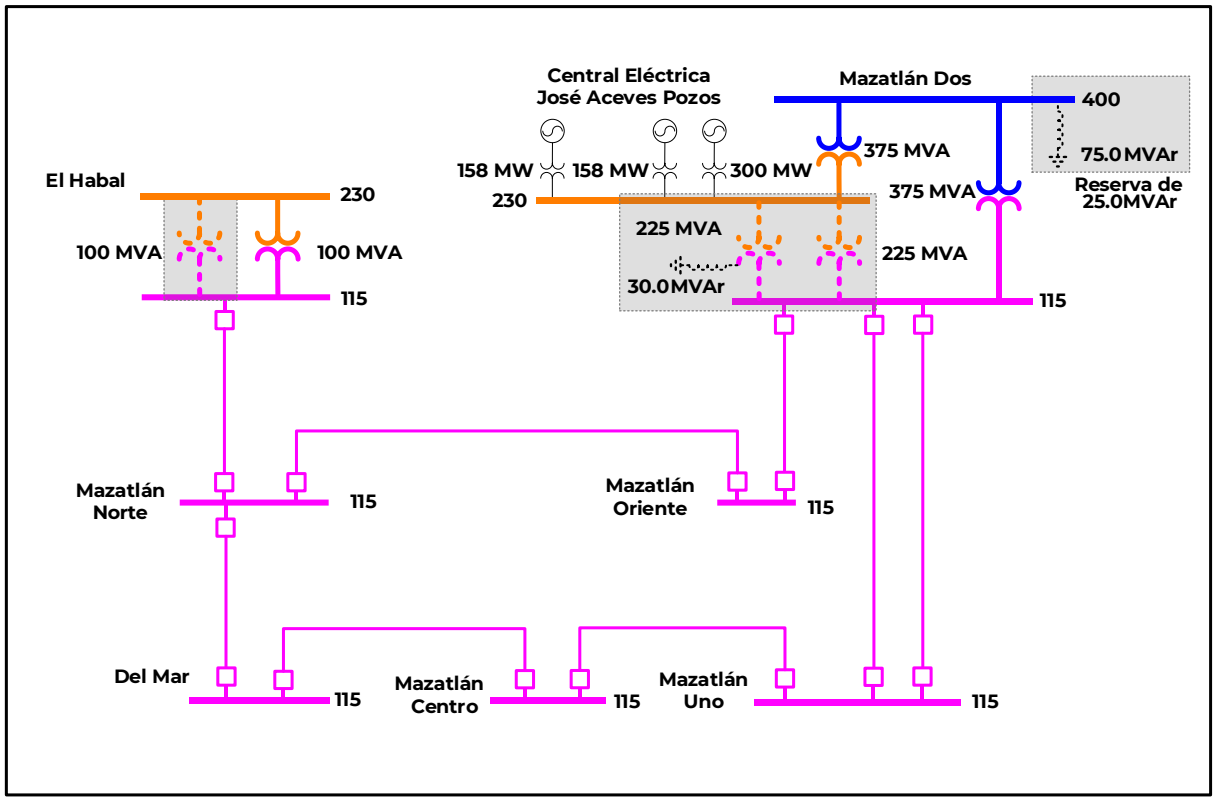
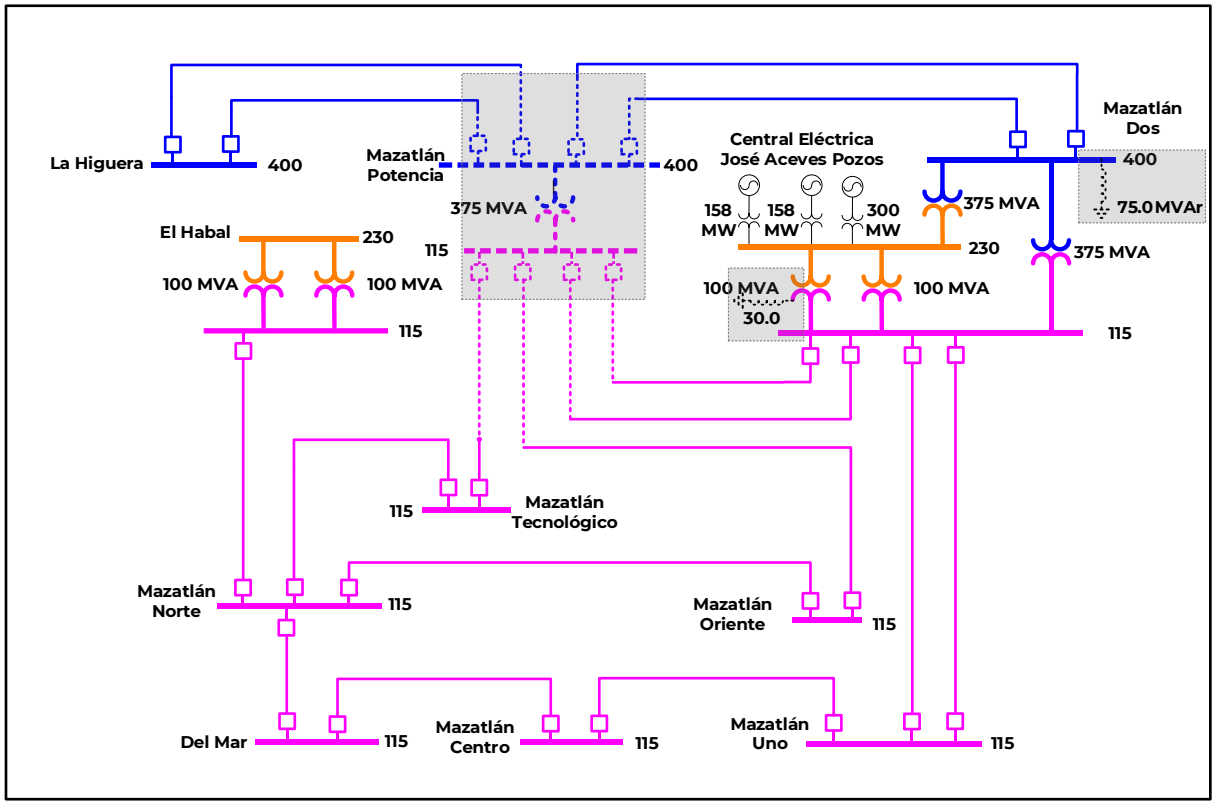


Figura 9.6.15.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **562.912 Millones de pesos** (29.221 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

La Alternativa 1 consiste en la instalación de dos nuevos autotransformadores con unidades monofásicas para una capacidad de 225 MVA para cada uno e incluye una unidad de reserva de 75 MVA, la relación de transformación será 230/115 kV.

Además, se requiere el traslado de un autotransformador de 100 MVA para ser instalado en la SE El Habal. Finalmente requiere un reactor de barra con 75 MVAr de capacidad más el de reserva y un reactor de terciario.

Los cuadros 9.6.15.1 y 9.6.15.2. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.15.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos Bancos 4 y 5 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-24	abr-24	338.091
El Habal Banco 1 (traslado y sustitución)	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-24	38.888
Total			**625.0**				**376.979**

AT. Transformador

Cuadro 9.6.15.2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos MVAr (reactor de barra)	Reactor	400	100.0	abr-24	abr-24	139.573
Mazatlán Dos MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30.0	abr-24	abr-24	46.360
Total			**130.0**			**185.933**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **1,059.785 millones de pesos de 2019** (55.014 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

La alternativa consiste en la instalación equipo de transformación con unidades monofásicas para una capacidad total de 375 MVA e incluye una unidad de reserva de 125 MVA, la relación de transformación será 400/115 kV.

Además, requiere 4 km-c en 400 kV y 32 km-c en 115 kV en disposición aérea y 13.6 km-c con cable de potencia subterráneo en 115 kV.

Adicionalmente se han considerado 4 alimentadores en 400 kV y 4 alimentadores en 115 kV. Finalmente requiere un reactor de barra con 75 MVAr de capacidad más el de reserva y un reactor de terciario.

Los cuadros 9.6.15.3 al 9.6.15.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.15.3. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/115	abr-24	abr-24	260.322
Total			**500.0**				**260.322**

AT. Transformador

Cuadro 9.6.15.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - La Higuera (LT1)	400	2	2.0	abr-24	abr-24	12.218
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - La Higuera (LT2)	400	2	2.0	abr-24	abr-24	12.218
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico (Tramo 1)	115	2	16.0	abr-24	abr-24	29.761
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico (Tramo 2) /12	115	2	6.8	abr-24	abr-24	93.750
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente (Tramo 1)	115	2	16.0	abr-24	abr-24	29.761
Mazatlán Potencia entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente (Tramo 2) /12	115	2	6.8	abr-24	abr-24	93.750
Total			**49.6**			**271.458**

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 9.6.15.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Potencia	Alimentador Nuevo	4	400	abr-24	abr-24	247.439
Mazatlán Potencia	Alimentador Nuevo	4	115	abr-24	abr-24	94.633
Total						**342.072**

Cuadro 9.6.15.6. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos MVAr (reactor de barra)	Reactor	400	100.0	abr-24	abr-24	139.573
Mazatlán Dos MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30.0	abr-24	abr-24	46.360
Total			**130.0**			**185.933**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona Mazatlán.

En la Figura 9.6.15.4, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2024 en la red de transmisión en el área de influencia previo a la entrada del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa, no se tiene problemática de suministro.

La Figura 9.6.15.5 muestra la condición operativa ante la contingencia sencilla más severa que resulta en el disparo del Transformador T7 en la SE Mazatlán Dos, como resultado, se sobrecargan los autotransformadores de 100 MVA de capacidad y relación de tensión 230/115 kV de las Subestaciones Eléctricas Mazatlán Dos y El Habal.

En las Figuras 9.6.15.6 y 9.6.15.7 se presentan las condiciones en estado estable y ante contingencia para la Alternativa 1, en donde se observa que ante el disparo del Transformador T7 en la SE Mazatlán Dos, con relación de tensión 400/115 kV se soluciona la problemática de sobrecarga cuando se integran nuevos autotransformadores sustituyendo los actuales instalados, por tanto, se garantiza la Confiabilidad del suministro de energía.

En las Figuras 9.6.15.8 y 9.6.15.9 se presentan las condiciones en estado estable y ante contingencia para la Alternativa 2, se observa que ante el disparo del transformador T7 en la SE Mazatlán Dos, con relación de tensión 400/115 kV y con la integración del nuevo transformador en la SE Mazatlán Potencia se soluciona la problemática garantizando la Confiabilidad del suministro de energía.

Figura 9.6.15.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 para la Zona de influencia (Sin Proyecto)

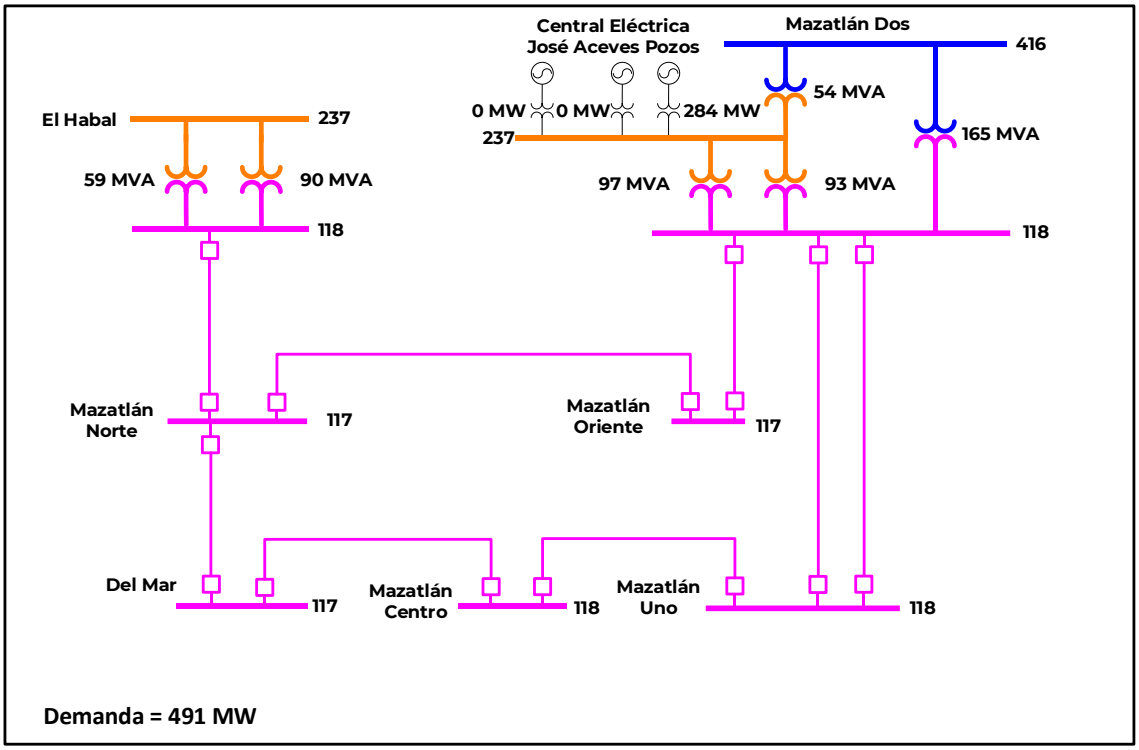


Figura 9.6.15.5. Condiciones operativas post-contingencia del transformador T7 de la SE Mazatlán Dos previstas en 2024 para la Zona de influencia (Sin Proyecto)

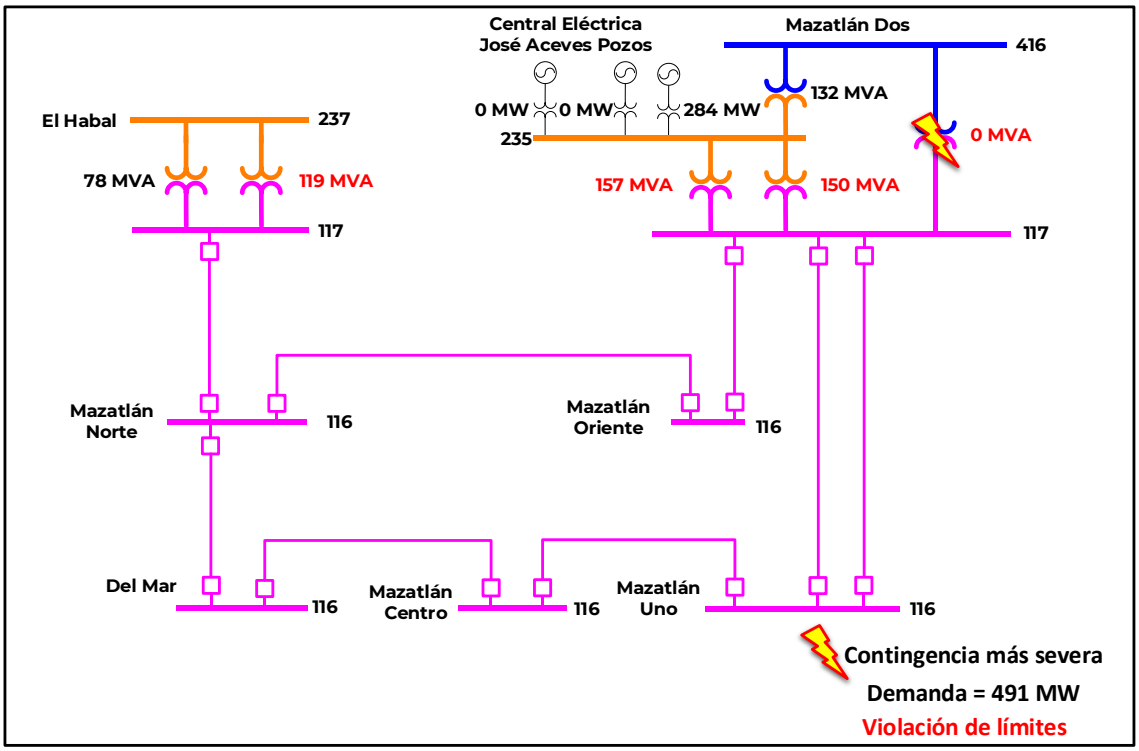


Figura 9.6.15.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 en la Zona Mazatlán (Alternativa 1)

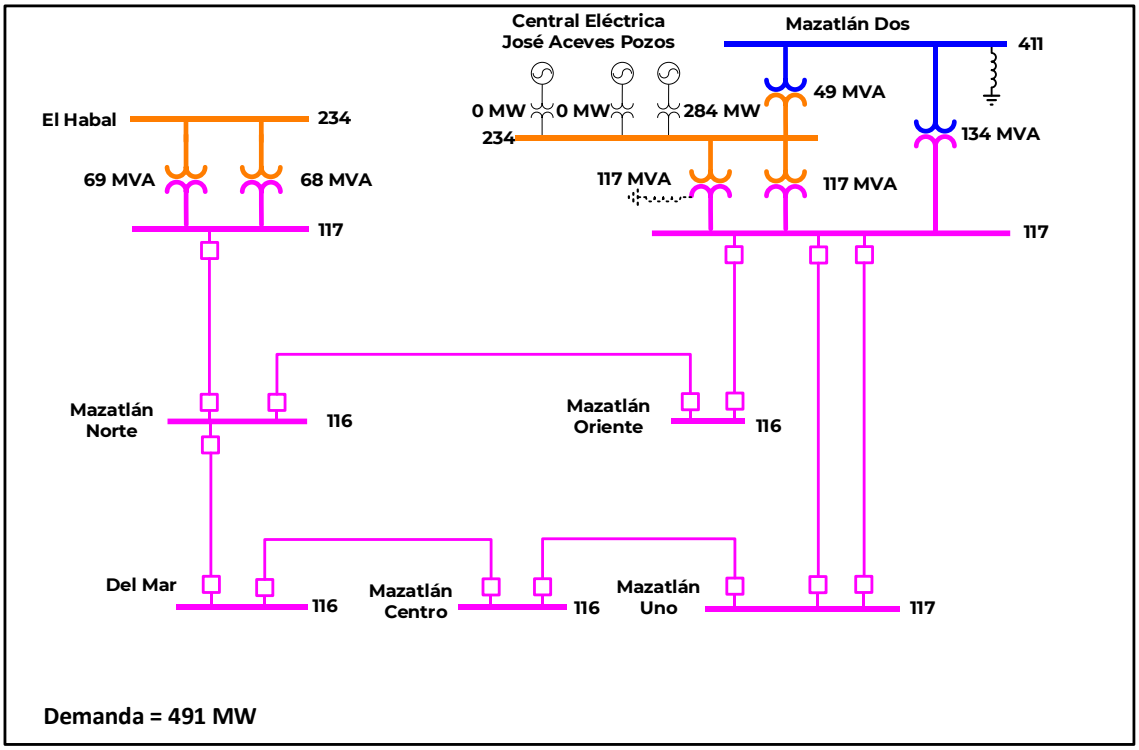


Figura 9.6.15.7. Condiciones operativas post-contingencia de T7 de Mazatlán Dos previstas en 2024 en la zona Mazatlán (Alternativa 1)

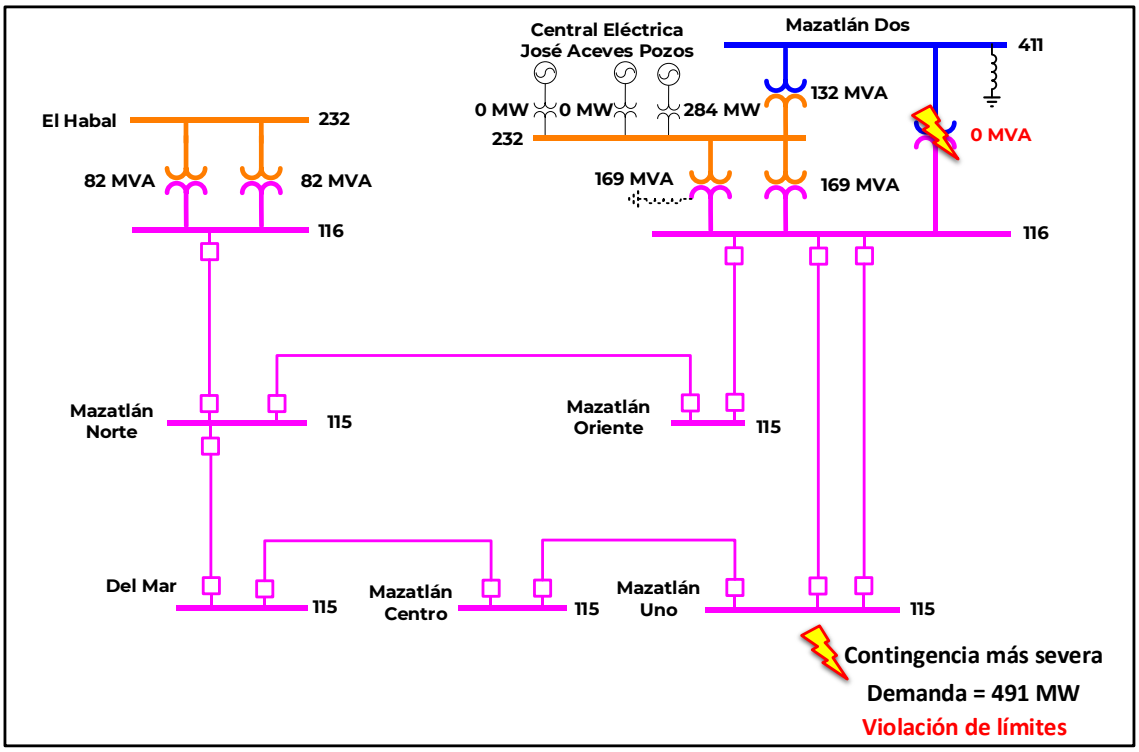


Figura 9.6.15.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2024 en la zona Mazatlán (Alternativa 2)

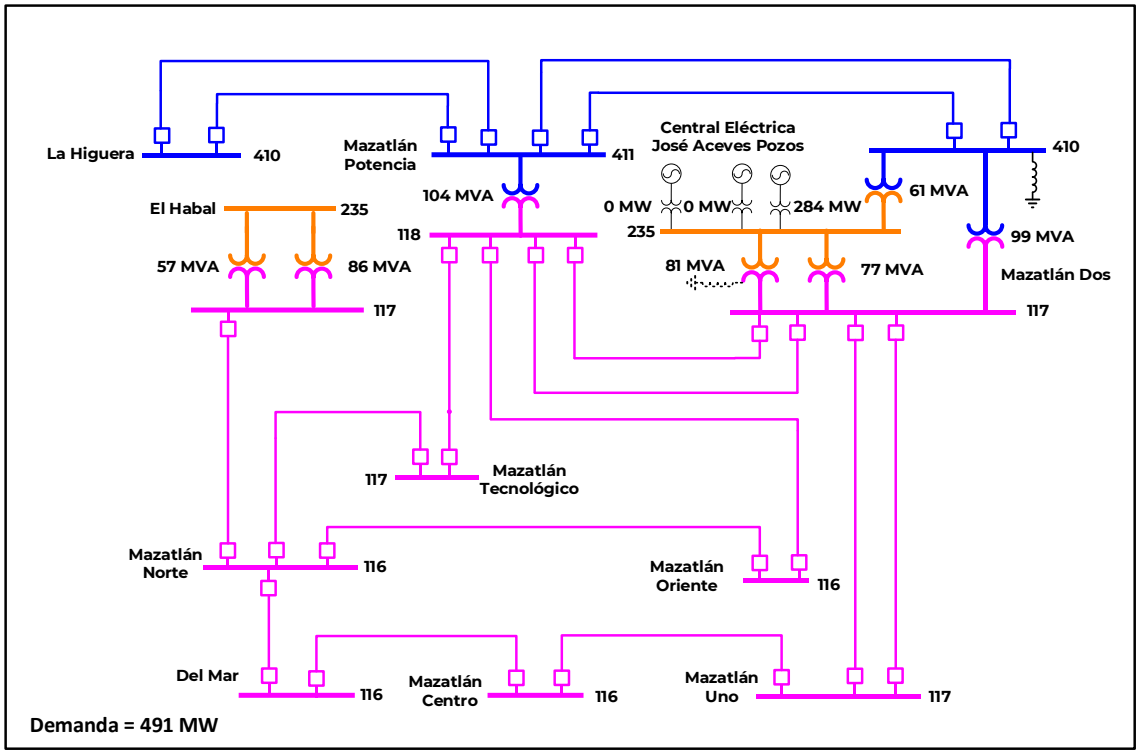
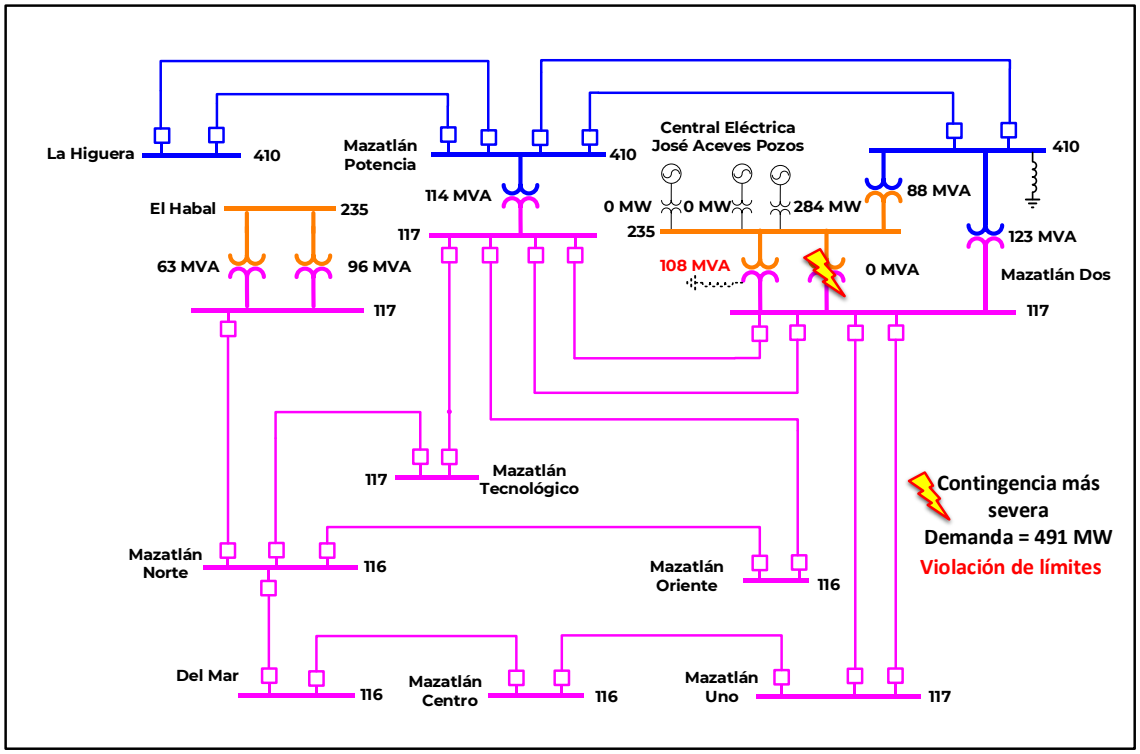


Figura 9.6.15.9. Condiciones operativas post-contingencia de T7 de Mazatlán Dos previstas en 2024 en la zona Mazatlán (Alternativa 2)



Alternativa propuesta.

Los Cuadros 9.6.15.7 y 9.6.15.8 muestran un resumen de los indicadores económicos de las dos alternativas analizadas. Se observa que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.15.7. 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
45.72	151.56	197.28	26.75	170.53	7.38

Cuadro 9.6.15.8. 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
-128.41	386.64	258.23	50.11	208.12	5.15

El cálculo de los beneficios económicos se realizó con el modelo probabilístico México del 2024 al 2034; 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 importantes beneficios en la reducción de la ENS tanto en los puntos operativos de demanda máxima de verano como de invierno.

De no realizarse el proyecto, se estiman importantes cortes de carga en la GCR Noroeste para poder conservar la Confiabilidad operativa del sistema y se esperaría un costo elevado por la ENS.

Ambas alternativas solucionan la problemática de sobrecarga en los dos autotransformadores de la subestación Mazatlán Dos y la sobrecarga que se presenta en el autotransformador de la SE El Habal, ya que, por tener parámetros eléctricos diferentes, no se carga de forma equitativa con el otro autotransformador conectado en paralelo.

En el cuadro 9.6.15.9 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Por los resultados de Confiabilidad y económicos obtenidos, la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática analizada.

Cuadro 9.6.15.9. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Mayor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de Inversión (Millones de Pesos de 2019)	562.91	1,059.79
Relación Beneficio/Costo	7.38	5.15

P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán

Diagnóstico operativo.

La GCR Noroeste (GCRNO) comprende los estados de Sonora y Sinaloa y en esta área geográfica en la época de verano, principalmente en el mes de agosto, se registran altas temperaturas, por lo que se presenta la demanda máxima de energía eléctrica anual.

En los últimos años, en el ámbito de la GCRNO, se han realizado proyectos de Líneas de Transmisión en 115 kV que involucran la construcción e instalación de Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos (LTCPS) por circunstancias como: limitaciones de espacio físico que se presentan en las ciudades densamente pobladas, dificultades para la adquisición de los derechos de vía, zonas completamente urbanizadas con consumidores residenciales, centros comerciales, industrias, o zonas con restricciones constructivas para minimizar el impacto visual.

La CFE en su Empresa Productiva Subsidiaria de Transmisión (CFE Transmisión) con apoyo del Laboratorio de Pruebas de Equipo y Materiales (LAPEM) de CFE realizó visitas a cada una de las zonas de transmisión de la Región Noroeste, donde se cuenta con Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos, con la finalidad de medir físicamente la resistividad del terreno asociada a cada uno de los cables de potencia subterráneos, asimismo, se llevó a cabo una revisión física de la disposición y características constructivas de los cables de potencia subterráneos.

El objetivo del estudio consistió en determinar la ampacidad del cable de potencia subterráneo y obtener sus valores de cargabilidad máxima para mantenerlos dentro de un rango seguro de operación. La ampacidad de un cable subterráneo la definen múltiples factores como son: el calibre o área de la sección transversal del conductor, el material del conductor, la disposición geométrica de los conductores, la interacción con las LTCPS colindantes, el aterrizamiento y la profundidad de la instalación, entre las características más importantes.

CFE Transmisión actualizó a CENACE las magnitudes de la capacidad de transmisión de todos los elementos de transmisión que tienen tramos con cables de potencia subterráneos, en el entorno de la GCRNO.

Con base en el estudio realizado, para la actualización en las magnitudes de las capacidades de las LTCPS, en 2019 se realizaron análisis de cargabilidad en el mediano plazo y se determinó la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión de 31 LTCPS, se desarrolló un proyecto para dar solución a esta problemática y se incorporó al PAM 2019-2033 con el nombre de “P19-NO2 Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste”.

Durante el verano de 2019, con la actualización de los nuevos límites térmicos de las LTCPS de 115 kV, durante la operación normal en estado estacionario sin contingencia se tuvieron estados operativos de alerta y emergencia por violación de capacidad de transmisión, al no ser posible

soportar la primera contingencia n-1, fue necesario implementar estrategias operativas para mitigar las sobrecargas en las LTCPS.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024, considerando las actualizaciones en los nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión en enero del 2020.

Como resultado del análisis se observó que 11 LTCPS que requieren ser sustituidas por nuevos elementos de transmisión con mayor capacidad a la que actualmente ha determinado CFE Transmisión para resolver la problemática de sobrecarga.

El Cuadro 9.6.16.1 muestra un listado, correspondiente a la GCRNO, con las características de las LTCPS que presentan sobrecargas en escenarios de red completa y ante contingencia sencilla, no consideran las LTCPS de 115 kV que no presentan sobrecarga en el escenario de demanda analizado.

Adicionalmente, se aprecia la distancia total de las LTCPS y la longitud y calibre que se han instalado en los tramos subterráneos que las integran. Se observa que, en total se tienen 39.604 km-circuito de cables subterráneos instalados en los enlaces con problemática de sobrecarga.

La LT Hermosillo Cuatro – Río Sonora y LT Hermosillo Uno – Río Sonora operarían con sobrecarga desde el escenario base con red completa para el 2024.

Cuadro 9.6.16.1. Líneas de transmisión con cables de potencia subterráneos que presentarán sobrecarga con red completa y/o ante contingencia sencilla al aplicar los nuevos límites de transmisión en 2024

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Zona	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total del tramo subterráneo (km-c)	Longitud total de la LTCPS (km-c)
1	Hermosillo Cuatro – Rio Sonora	Hermosillo	AL-XLP-1000	3.76	3.76
2	Hermosillo Uno – Rio Sonora	Hermosillo	AL-XLP-1000	5.92	5.92
3	Pueblitos – Ladrilleras	Hermosillo	AL-XLP-1000	0.1	2.5
4	CERESO – Villas del Pitic	Hermosillo	CU-XLP-1000	4.86	5.96
5	Tetabiate – Obregón Uno	Obregón	AL-XLP-1000	2.569	4.136
6	Banderas – Ciudad Obregón Tres	Obregón	AL-XLP-750	0.493	6.413
7	Los Mochis Tres – Centenario	Los Mochis	AL-XLP-750	7.3	7.3
8	Culiacán Milenium – La Higuera	Culiacán	CU-XLP-1000	6.882	20.573
9	Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milenium	Culiacán	AL-XLP-750	3.2	3.2
10	Culiacán Uno – Tres Ríos	Culiacán	AL-XLP-750	0.15	1.65
11	Mazatlán Del Mar – Mazatlán Centro	Mazatlán	AL-XLP-750	4.37	4.37
Total				**39.604**	**65.782**

Diagnóstico operativo de la zona Hermosillo.

Se muestra un análisis de la zona Hermosillo para ejemplificar los análisis desarrollados en todas las zonas eléctricas de la GCRNO que están involucradas, lo anterior, para determinar los elementos de transmisión que presentan alguna condición de sobrecarga en estado de red completa o ante la contingencia sencilla más severa.

En la GCRNO se realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024 considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión en la zona Hermosillo.

En el Cuadro 9.6.16.2 se presenta el análisis de contingencias, se aprecia que cuatro LTCPS en 115 kV operan con flujos de potencia mayor a su límite de transmisión, por lo que se requiere incrementar la capacidad de transmisión de los elementos mostrados.

Cuadro 9.6.16.2. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia en 2024

Línea de Transmisión			Flujo en línea monitoreada		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	Capacidad de Transmisión (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Cargabilidad (%)	
Hermosillo Cuatro - 73060 - Río Sonora	115	60	65	108	Hermosillo Cinco - 73030 - Hermosillo Cereso
	115	60	64	106	Hermosillo Uno - 73050 - Hermosillo Ocho
	115	60	64	106	Hermosillo Cuatro - 73070 - Hermosillo Nueve
	115	60	62	104	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech
Hermosillo Uno - 73D30 - Río Sonora	115	53	56	105	Hermosillo Cuatro - 73060- Río Sonora
Ladrilleras - 73M10 - Pueblitos	115	76	84	110	Hermosillo Loma - 73750 - Parque Industrial Hermosillo
Hermosillo Cereso - 73D60 - Villa del Pitic	115	86	95	110	Hermosillo Uno - 73050 - Hermosillo Ocho
	115	86	91	105	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech

El Cuadro 9.6.16.3 muestra el resumen integrado con el número de horas en el cual el flujo de potencia a través de las LTCPS presentó sobrecarga en operación con el escenario de red completa en el 2019 con los nuevos límites de transmisión y el número de horas con sobrecarga que se esperaría en 2024.

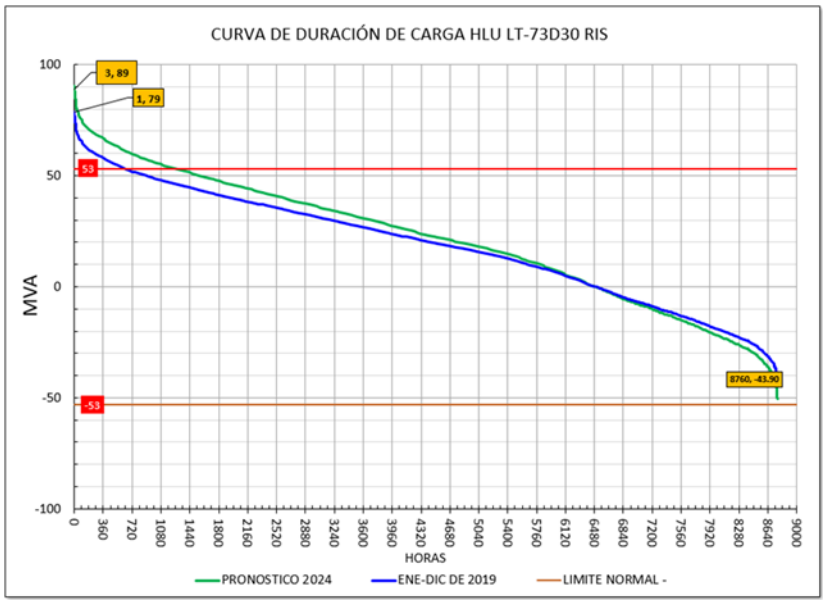
Además, presenta la magnitud del flujo de potencia ante la contingencia más severa, así como su cargabilidad.

Cuadro 9.6.16.3. Líneas de transmisión que presentan sobrecargas desde el estado estacionario en la zona Hermosillo

No.	Zona	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Límites 2020 (MVA)	Estado estacionario		Contingencia más severa (N-1)		
				Horas 2019 flujo>lím.	Estimado Horas 2024 flujo>lím.	Contingencia	Flujo (MVA)	Cargabilidad % Nominal
1	Hermosillo	Hermosillo Uno – Rio Sonora	53	623	1,251	Hermosillo Cuatro - 73060 - Río Sonora	56	105
2	Hermosillo	Hermosillo Cuatro – Rio Sonora	60	122	325	Hermosillo Cinco - 73030 - Hermosillo Cereso	65	108

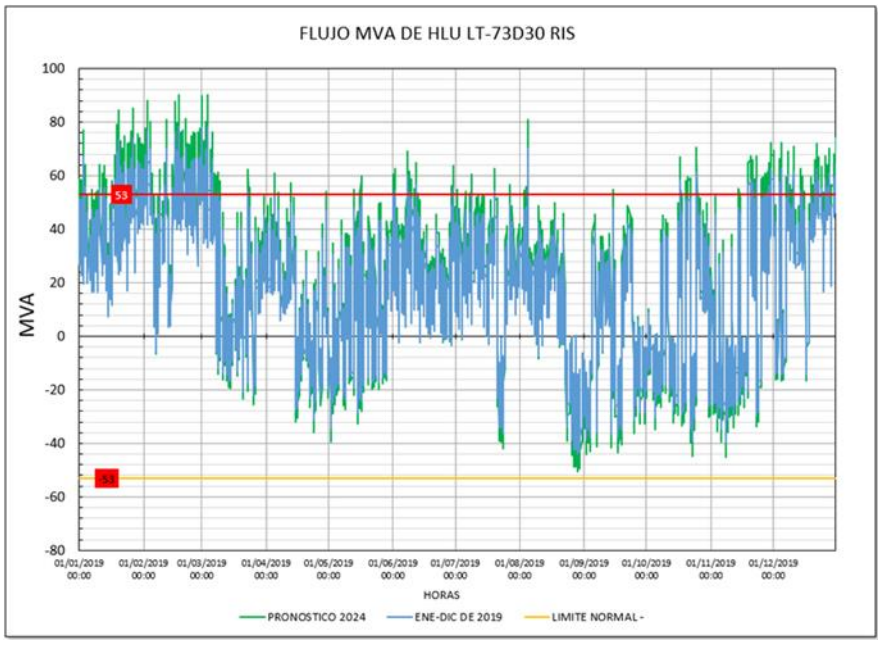
En la Figura 9.6.16.1 se muestra la curva de duración de carga de la LT Hermosillo Uno – 73D30 – Río Sonora con la información histórica del año 2019 comparada con el límite actualizado en 2020 de 53 MVA. Se observa que el flujo de potencia en MVA de la LT Hermosillo Uno – 73D30 – Río Sonora rebasó el límite de transmisión durante 623 horas, asimismo, se presenta la curva de duración de carga considerando el pronóstico de la demanda para el 2024, se observa que se esperan 1,251 horas de operación superando el límite de transmisión.

Figura 9.6.16.1. Curva de duración de la LT Hermosillo Uno – 73D30 – Río Sonora durante el año 2019 y pronóstico para el 2024



La Figura 9.6.16.2 muestra la gráfica de flujo de potencia, en MVA, de la LT Hermosillo Uno – 73D30 – Río Sonora del año 2019 y el pronóstico de flujo de potencia en MVA para el año 2024 comparadas con el límite de 2020 de 53 MVA donde se observa que rebasa el límite de transmisión en las horas de alta demanda durante el día, durante largos periodos de 2019, asimismo, se estima un periodo mayor de sobrecargas para el año 2024.

Figura 9.6.16.2. Gráfica de flujo de potencia en MVA de la línea de transmisión Hermosillo Uno – 73D30 – Río Sonora durante el año 2019 y pronóstico para el 2024



En la Figura 9.6.16.3 se muestra la curva de duración de carga de la LT Hermosillo Cuatro – 73060 – Río Sonora con la información histórica del año 2019 comparada con el límite actualizado en 2020 de 60 MVA. Se observa que el flujo de potencia en MVA de la LT Hermosillo Cuatro – 73060 – Río Sonora rebasó límite de transmisión durante 122 horas, asimismo, se presenta la curva de duración de carga considerando el pronóstico de la demanda para el 2024, se observa que se estiman 325 horas de operación que superará el límite de transmisión en 2024.

La Figura 9.6.16.4 muestra la gráfica de flujo de potencia en MVA de la LT Hermosillo Cuatro – 73060 – Río Sonora del año 2019 y el pronóstico de flujo de potencia en MVA para el año 2024, comparadas con el límite de 2020 de 60 MVA donde se observa que rebasa el límite de transmisión en las horas de alta demanda durante el día, en el periodo de junio a octubre de 2019, asimismo, se estima un periodo mayor de sobrecargas para el año 2024.

Figura 9.6.16.3. Curva de duración de la LT Hermosillo Cuatro – 73060 – Río Sonora durante el año 2019 y pronóstico para el 2024

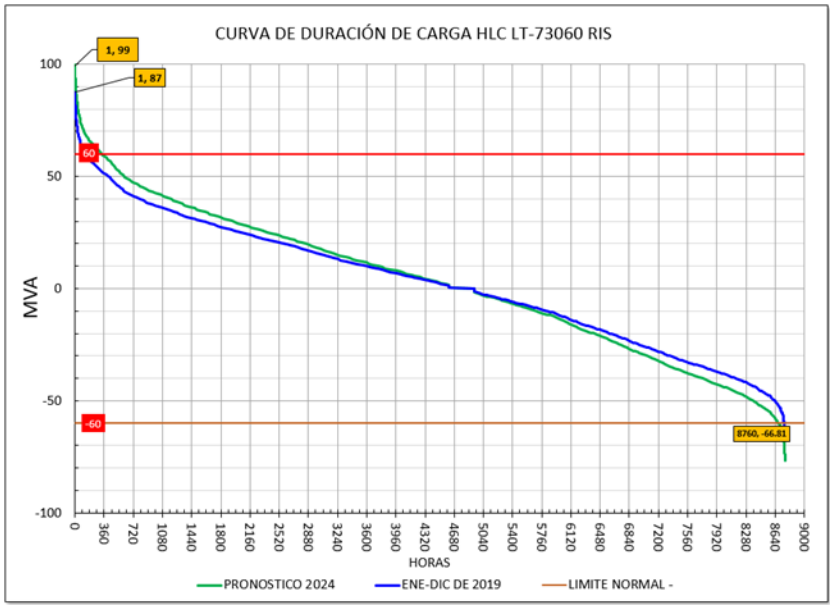
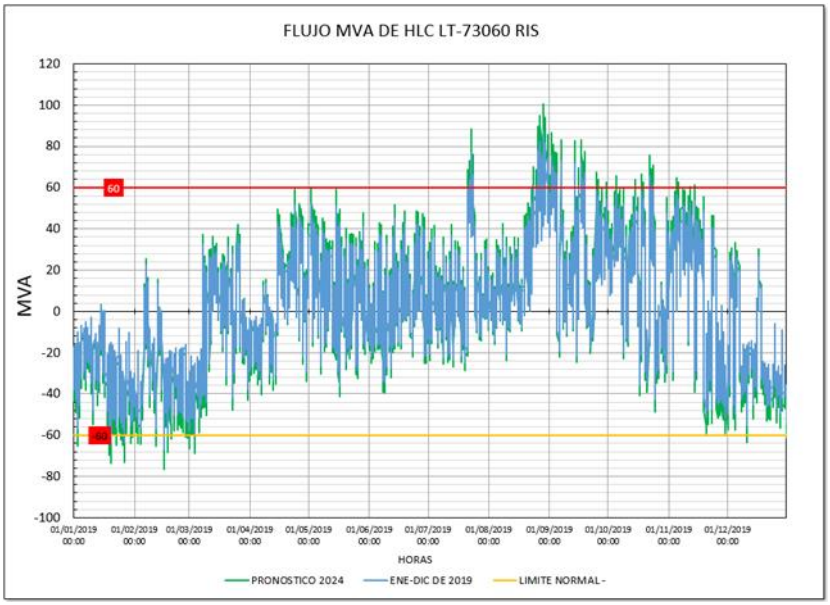
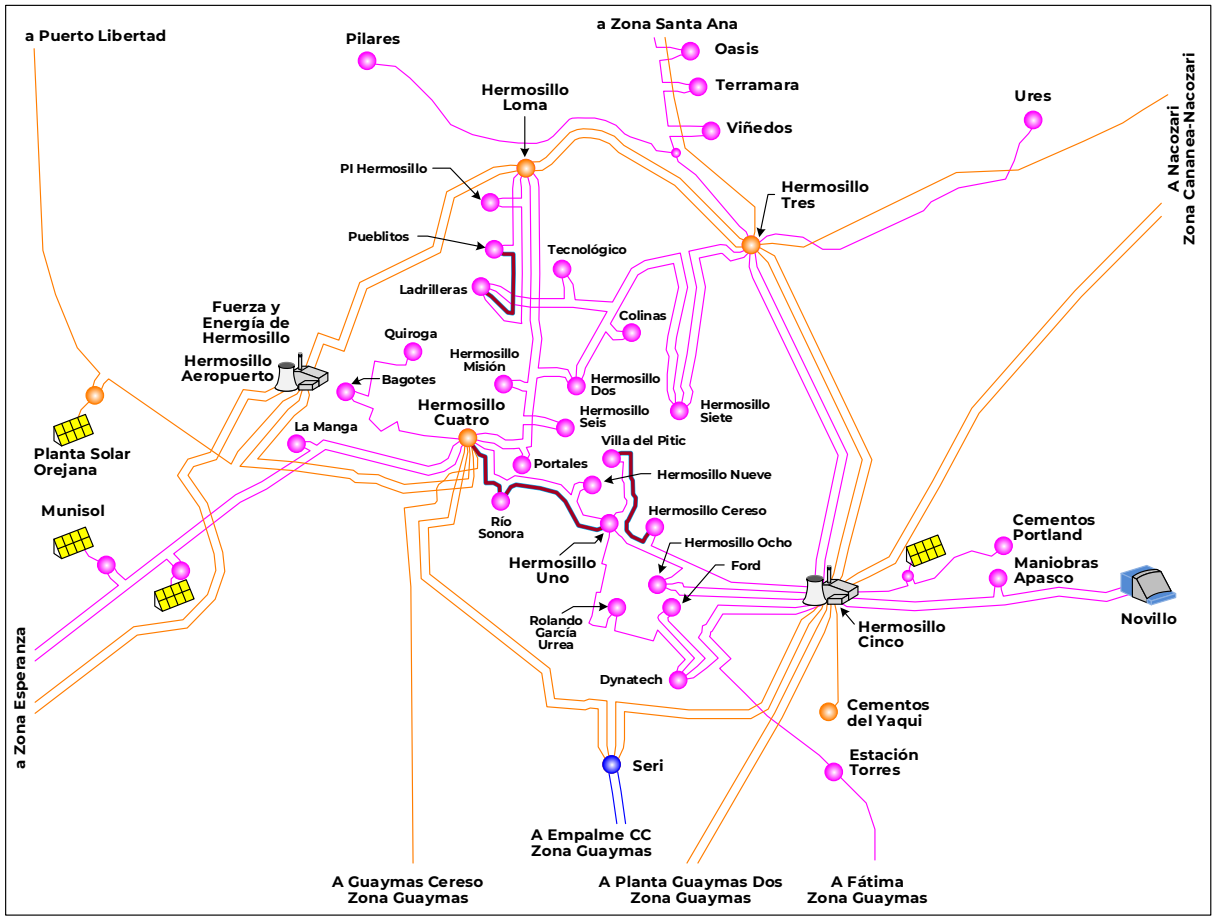


Figura 9.6.16.4. Gráfica de flujo de potencia en MVA de la LT Hermosillo Uno – 73060 – Río Sonora durante el año 2019 y pronóstico para el 2024



En la Figura 9.6.16.5 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Hermosillo en 2024, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga en el escenario con red completa o bien ante contingencia sencilla de LT.

Figura 9.6.16.5. Diagrama geográfico de zona Hermosillo 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Alternativa 1

Considera cambiar los cables de potencia subterráneos actuales a disposición aérea en los tramos que sea factible realizarlo. En los tramos que se verifica en campo que por la trayectoria existente no será posible la colocación de postes troncocónicos para convertir el tramo subterráneo a aéreo, se propondrán trayectorias subterráneas, considerando la sustitución de dichos tramos subterráneos actuales por un Cable de Potencia Subterráneo que tenga como mínimo la ampacidad de transmisión del conductor instalado en forma aérea ya en operación permanente, con la finalidad de no disminuir los límites de transmisión de la LT de extremo a extremo en las SE que se conectan para no disminuir la Confiabilidad.

Alternativa 2

Esta alternativa consiste en mantener las líneas de transmisión actuales en disposición subterránea considerando la sustitución del cable de potencia subterráneo (CPS), por otro CPS que tenga como mínimo la ampacidad de transmisión del conductor instalado en forma aérea ya en operación permanente, con la finalidad de no disminuir los límites de transmisión de la LT de extremo a extremo en las Subestaciones Eléctricas que se

conectan para no disminuir la Confiabilidad.

Se utilizará el actual derecho de vía de la trayectoria subterránea, para lo cual es necesario desmantelar la obra civil, y debido al incremento en el calibre del conductor de mayor ampacidad, se requerirá considerar una nueva obra de canalización a lo largo de la trayectoria subterránea existente.

Zona Hermosillo: Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 13.53 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 9.6.16.4 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 y en la Figura 9.6.16.6 se muestran las obras de la Alternativa 1 asociadas a las LTCPS de la zona Hermosillo.

La Alternativa 2 contiene 14.62 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 9.6.16.5 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

En conclusión, ambas alternativas permitirán incrementar la transmisión en la red eléctrica de 115 kV de la zona Hermosillo cumpliendo con los objetivos de planeación, evitando la sobrecarga en LTCPS con red completa y ante contingencia sencilla cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad y seguridad en el suministro de la energía eléctrica.

Cuadro 9.6.16.4. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Hermosillo

Número	Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
1	Hermosillo Cereso – Villas del Pitic / 1, 5	115	1	4.83	abr-24	abr-24	180.65
2	Hermosillo Uno – Río Sonora (Tramo 1) / 3, 4, 6	115	1	5.68	abr-20	abr-24	1.902
	Hermosillo Uno – Río Sonora (Tramo 2) / 1, 2	115	1	0.17	abr-20	abr-24	
3	Río Sonora – Hermosillo Cuatro (Tramo 1) / 1, 2	115	1	0.17	abr-20	abr-24	2.88
	Río Sonora – Hermosillo Cuatro (Tramo 2) / 3, 4, 6	115	1	2.58	abr-20	abr-24	
4	Pueblitos – Ladrilleras / 1, 2	115	1	0.10	abr-24	abr-24	3.74
	Total			**13.53**			**189.172**

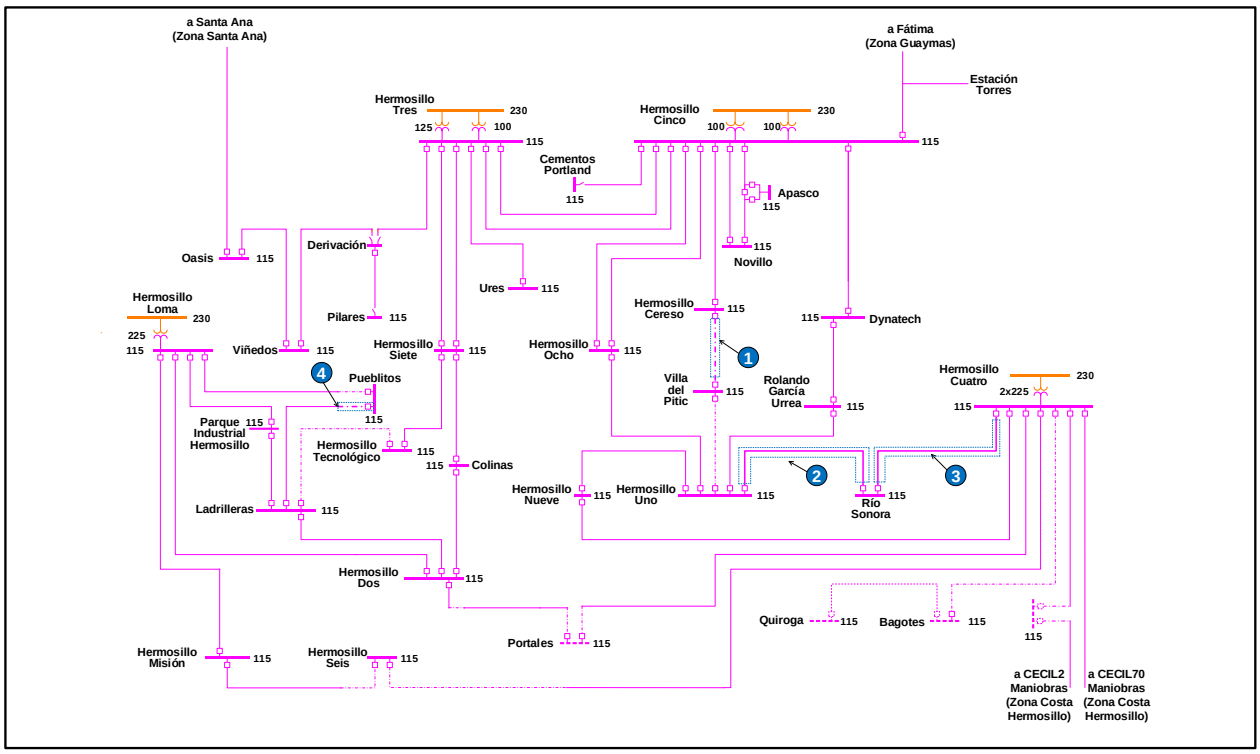
1/ Construcción tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Utilizar línea existente en desuso Cable 795 ACSR.
4/ Tendido del segundo circuito Cable 795 ACSR.
5/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA
6/ Transición aérea subterránea

Cuadro 9.6.16.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2 de la Zona Hermosillo

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo Cereso – Villas del Pitic / 1 ,5	115	1	4.83	abr-24	abr-24	180.65
Hermosillo Uno – Río Sonora / 1, 2	115	1	5.92	abr-20	abr-24	220.67
Hermosillo Cuatro – Río Sonora / 1, 2	115	1	3.70	abr-20	abr-24	138.386
Pueblitos – Ladrilleras / 3, 4	115	1	0.17	abr-24	abr-24	6.02
Total			**14.62**			**545.726**

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Construcción de línea de transmisión PT
4/ Cable 795 ACSR.
5/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Figura 9.6.16.6. Diagrama Unifilar Simplificado zona Hermosillo en 2024 con obras propuestas Alternativa 1



Diagnóstico operativo de la zona Obregón.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024 para la zona Obregón, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión.

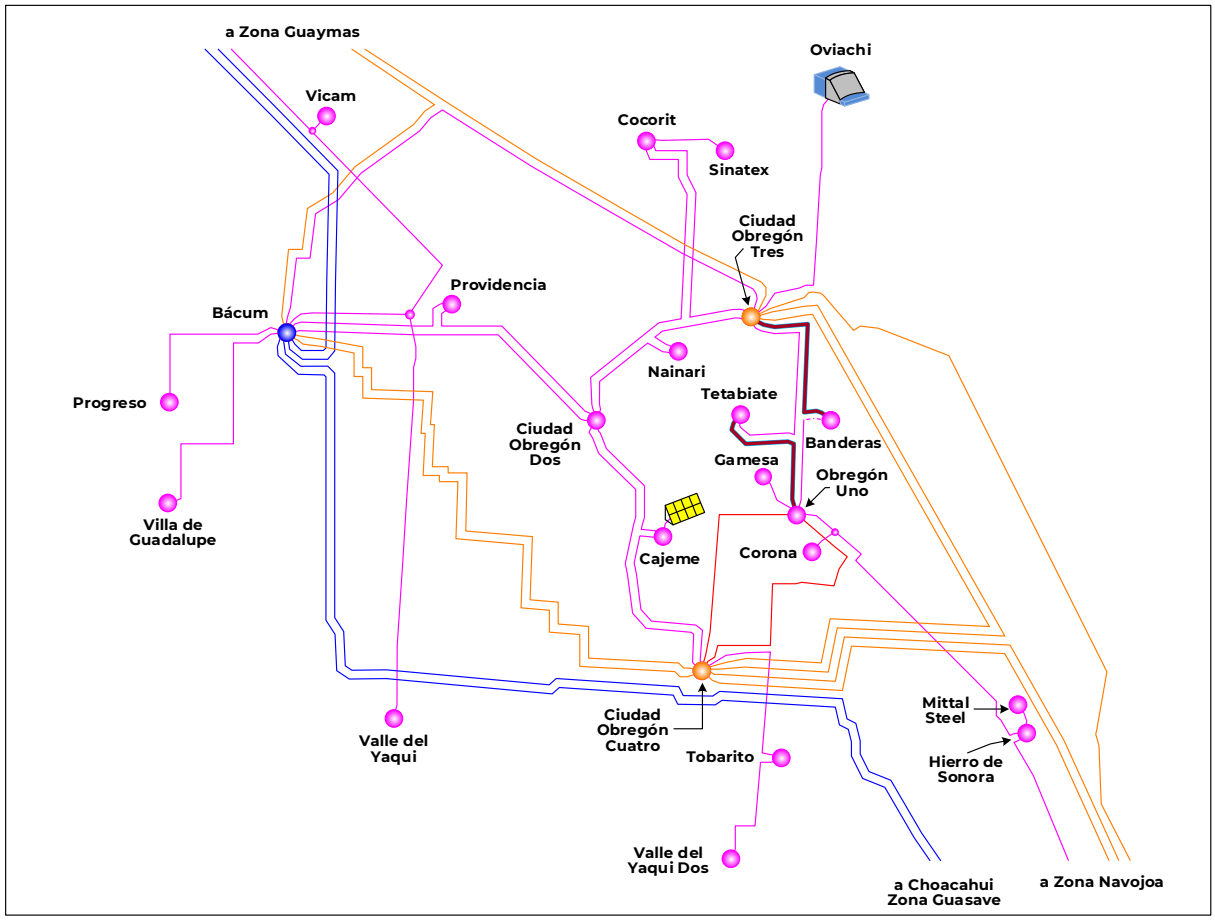
Se observa en el Cuadro 9.6.16.6, que dos líneas de transmisión se encuentran operando con un flujo por encima su capacidad de transmisión ante contingencia sencilla.

Cuadro 9.6.16.6. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión			Flujo en línea monitoreada		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Cargabilidad (%)	
Tetabiate - 73920 - Obregón Uno	115	50	53	106	Ciudad Obregón Tres - 73500 – Tetabiate
Ciudad Obregón Tres - 73540 - Banderas	115	75	89	119	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate

En la Figura 9.6.16.7 se muestra el diagrama geográfico de la zona Obregón en 2024, donde se resaltan en color rojo oscuro las LTCPS que presentan una problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla.

Figura 9.6.16.7. Diagrama geográfico de zona Obregón en 2024



Zona Obregón: Resumen de metas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 3.693 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 9.6.16.7 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 y en la Figura 9.6.16.8 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las LTCPS de la zona Obregón.

La Alternativa 2 contiene 2.943 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 9.6.16.8 se muestra un resumen de las metas físicas.

En conclusión, ambas alternativas permiten incrementar la capacidad de transmisión en las LTCPS en 115 kV de la zona Obregón cumpliendo con los objetivos de planeación, evitando la sobrecarga ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Cuadro 9.6.16.7. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Obregón

Número	Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
1	Tetabiate – Obregón Uno / 1, 2, 3, 4	115	1	3.200	abr-24	abr-24	46.663
2	Banderas – Ciudad Obregón Tres / 1, 2	115	1	0.493	abr-24	abr-24	18.439
	Total			**3.693**			**65.102**

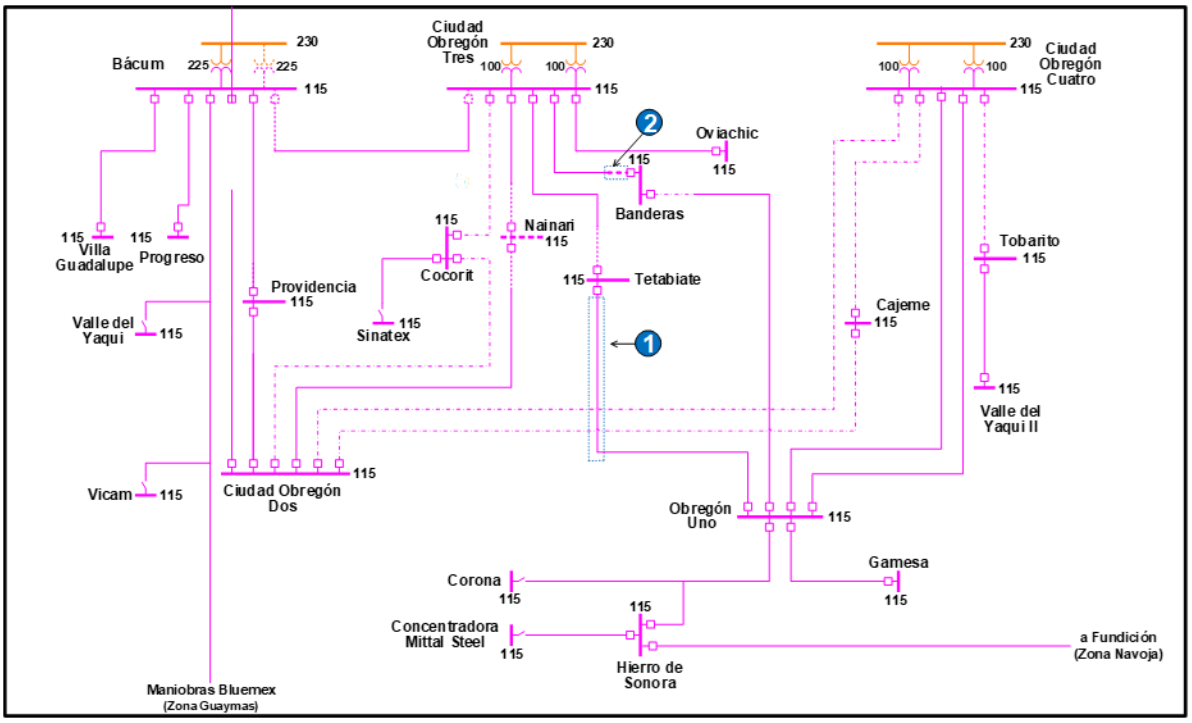
1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Construcción de línea de transmisión PT
4/ Cable 795 ACSR

Cuadro 9.6.16.8. Obras de transmisión de la Alternativa 2 de la Zona Obregón

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tetabiate – Obregón Uno / 1, 2	115	1	2.45	abr-24	abr-24	88.393
Banderas – Ciudad Obregón Tres / 1, 2	115	1	0.493	abr-24	abr-24	18.439
Total			**2.943**			**106.832**

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Figura 9.6.16.8. Diagrama Unifilar Simplificado zona Obregón con obras propuestas Alternativa 1



Diagnóstico operativo de la zona Los Mochis.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión.

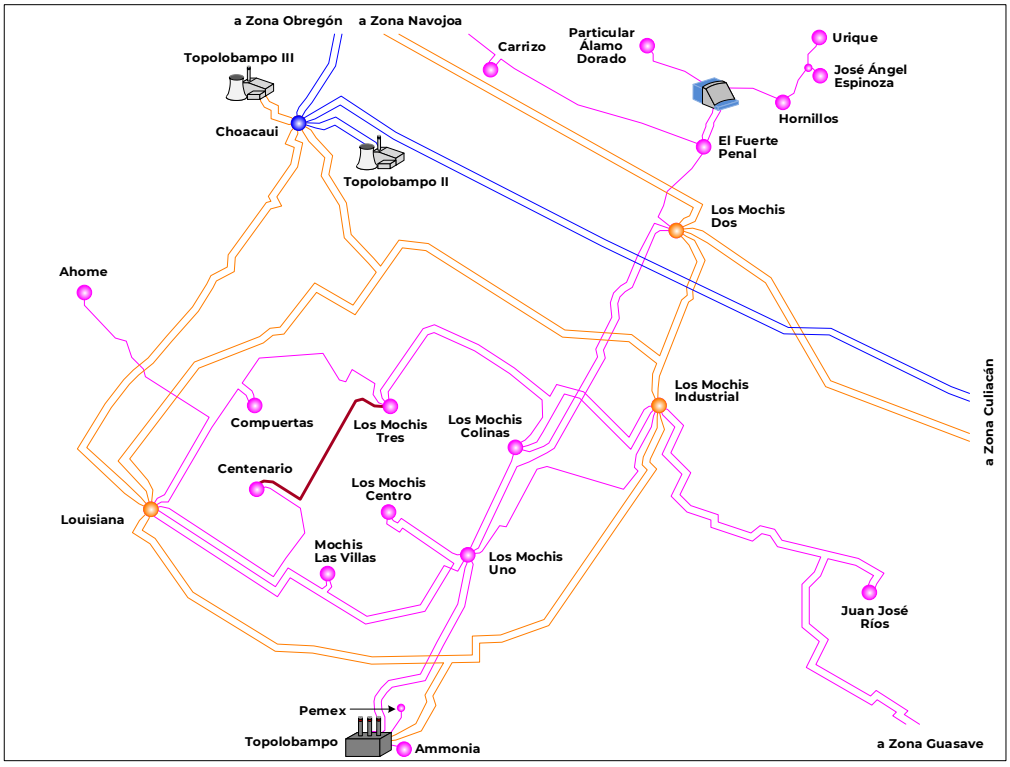
Se concluyó que, una LT en 115 kV se encuentra operando con un flujo por encima de su límite de trasmisión y presenta sobrecarga ante contingencia sencilla. En el Cuadro 9.6.16.9 se muestra el análisis de contingencias y el impacto en la LT Los Mochis Tres – Centenario en 115 kV.

Cuadro 9.6.16.9. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión			Flujo en línea monitoreada		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Cargabilidad (%)	
Los Mochis Tres - 73H00 - Centenario	115	52	89	172	Louisiana - 73220 - Compuertas
	115	52	89	172	Louisiana - 73180 - Mochis Las Villas
	115	52	77	149	Louisiana - 73210 - Mochis Centro
	115	52	77	148	Los Mochis Tres - 73ET0 - Compuertas

La Figura 9.6.16.9 muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Los Mochis en 2024, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla de línea de transmisión.

Figura 9.6.16.9. Diagrama geográfico de zona Los Mochis en 2024



Zona Los Mochis: Resumen de metas físicas y costos de inversión de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 12.1 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 9.6.16.10 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 y en la Figura 9.6.16.10 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1.

La Alternativa 2 contiene 7.3 km-c de línea de transmisión CPS. En el Cuadro 9.6.16.11 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

En conclusión, ambas alternativas permiten incrementar la transmisión en la red de 115 kV de la zona Los Mochis cumpliendo con los objetivos de planeación al evitar la sobrecarga ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Cuadro 9.6.16.10. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Los Mochis

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Mochis Tres – Centenario (Tramo 1) /1	115	1	8.6	abr-24	abr-24	18.502
Los Mochis Tres – Centenario (Tramo 2) /2, 3, 4, 5	115	1	3.5	abr-24	abr-24	
Total			**12.1**			**18.502**

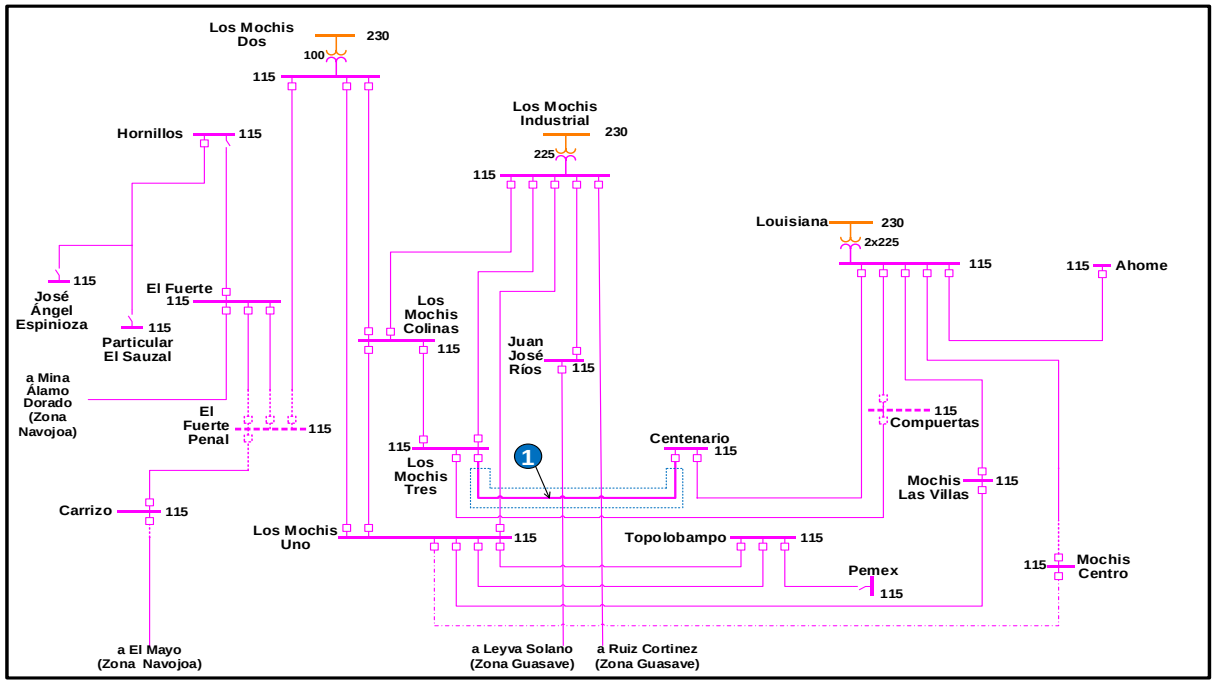
1/ Tendido del segundo circuito
2/ Construcción de línea de transmisión PT
3/ Cable 795 ACSR.
4/ Transición aérea subterránea a la llegada de la SE.
5/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Cuadro 9.6.16.11. Obras de transmisión de la Alternativa 2 de la Zona Los Mochis

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Mochis Tres – Centenario /1, 2	115	1	7.3	abr-24	abr-24	263.375
Total			**7.3**			**263.375**

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Figura 9.6.16.10. Diagrama Unifilar Simplificado zona Los Mochis con obras propuestas Alternativa 1



Diagnóstico operativo de la zona Culiacán

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024 en la zona Culiacán considerando los nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión en enero de 2020.

Se realizó el análisis de contingencias y se observa que tres LTCPS en 115 kV se encuentran operando con un flujo de potencia por encima del límite de trasmisión que presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 9.6.16.12.

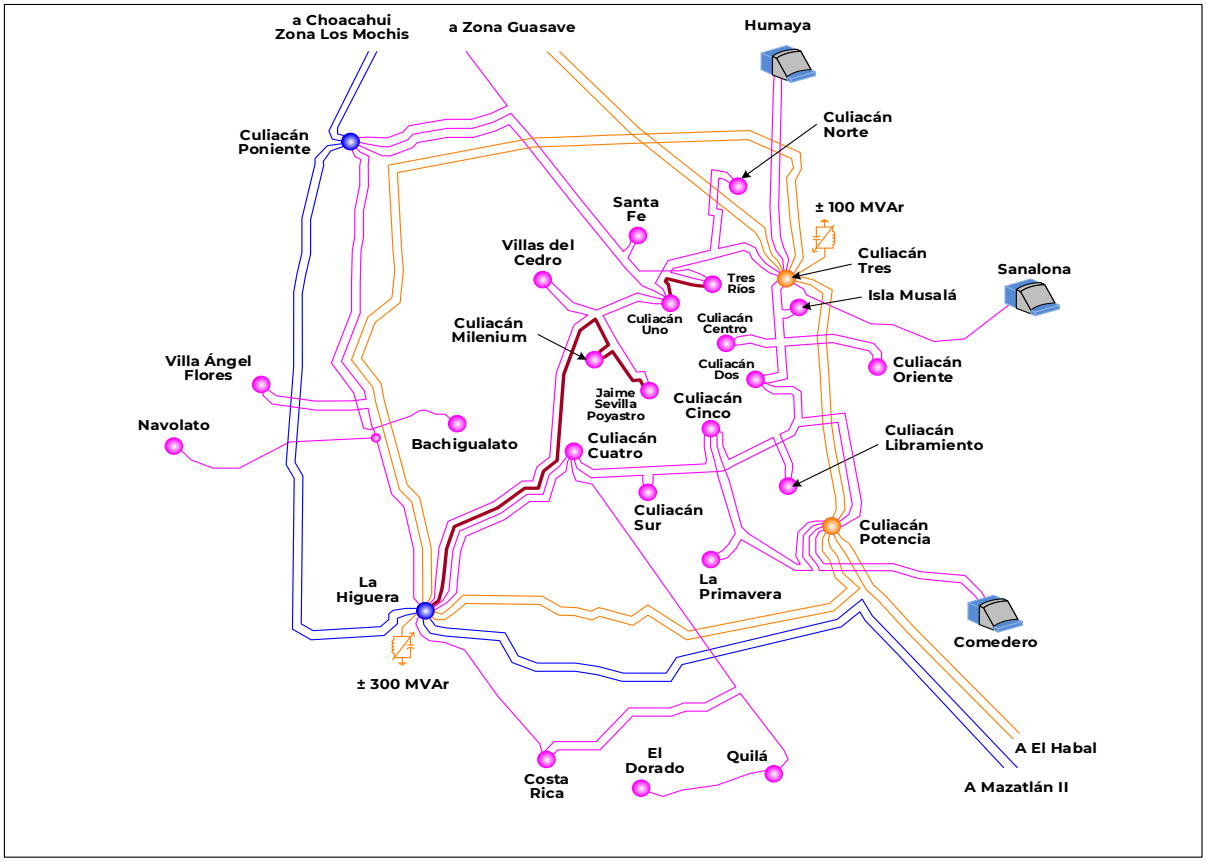
Se requiere incrementar la capacidad de transmisión de las tres LTCPS en 115 kV que se encuentran operando con un flujo por encima del límite operativo.

Cuadro 9.6.16.12. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión			Flujo en línea monitoreada		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Cargabilidad (%)	
La Higuera - 73910 - Culiacán Milenium	115	77	81	105	Culiacán Uno - 73J00 - Jaime Sevilla Poyastro
Culiacán Milenium - 73470 - Jaime Sevilla Poyastro	115	39	41	106	La Higuera - 73910 - Culiacán Milenium
	115	39	39	100	Culiacán Uno - 73J00 - Jaime Sevilla Poyastro
Culiacán Uno - 73340 - Tres Ríos	115	51	59	116	Culiacán Uno - 73870 - Culiacán Poniente

En la Figura 9.6.16.11 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Culiacán en 2024, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla.

Figura 9.6.16.11. Diagrama geográfico de zona Culiacán en 2024



Zona Culiacán: Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 6.05 km-c de línea de transmisión CPS. El Cuadro 9.6.16.13 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 y en la Figura 9.6.16.12 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Culiacán.

La Alternativa 2 contiene 5.85 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 9.6.16.14 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

En conclusión, ambas alternativas permiten incrementar la capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Culiacán cumpliendo con los objetivos de planeación, además de evitar la sobrecarga ante contingencia sencilla n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad y seguridad en el suministro.

Cuadro 9.6.16.13. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Culiacán

Número	Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
1	Culiacán Milenium – La Higuera / 1, 2	115	1	2.5	abr-24	abr-24	14.979
2	Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milenium (Tramo 1) / 1, 2, 5	115	1	2.3	abr-24	abr-24	40.814
	Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milenium (Tramo 2) / 3, 4	115	1	1.1	abr-24	abr-24	
3	Culiacán Uno – Tres Ríos / 1, 2	115	1	0.15	abr-24	abr-24	1.249
	Total			**6.05**			**57.042**

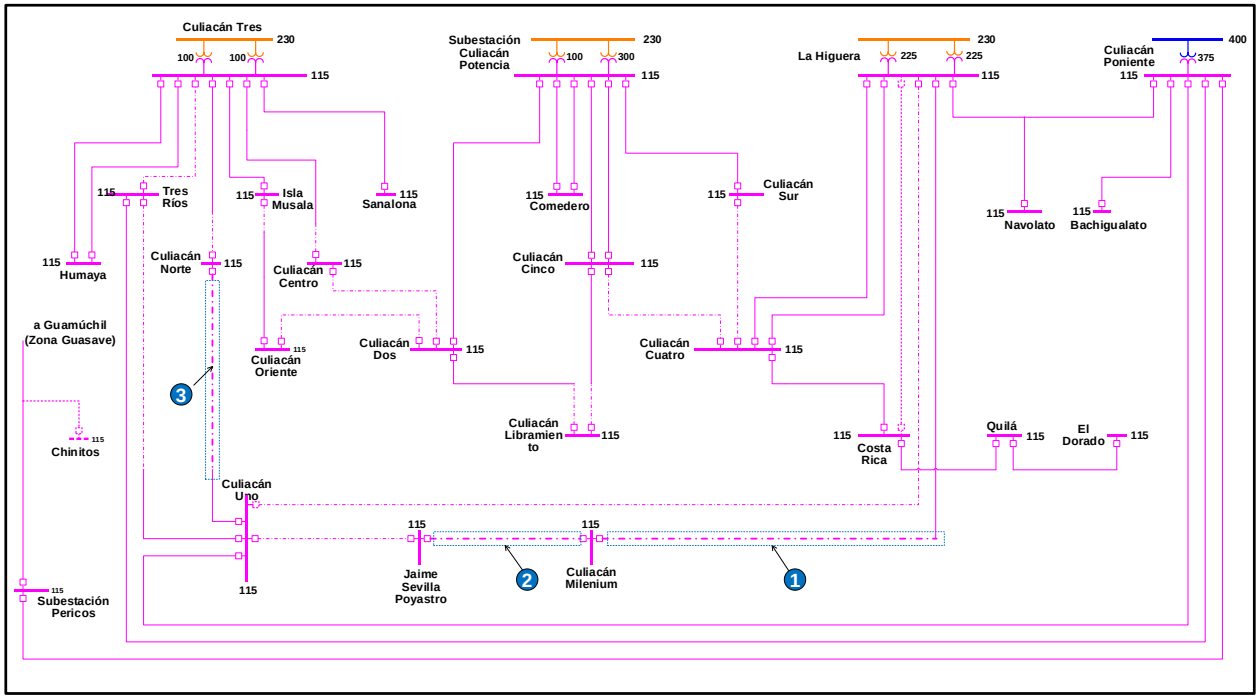
1/ Construcción de línea de transmisión PT
2/ Cable 795 ACSR.
3/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
4/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA
5/ Transición aérea subterránea

Cuadro 9.6.16.14. Obras de transmisión de la Alternativa 2 de la Zona Culiacán

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Culiacán Milenium – La Higuera / 1, 2	115	1	2.5	abr-24	abr-24	93.504
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milenium / 1, 3	115	1	3.2	abr-24	abr-24	85.125
Culiacán Uno – Tres Ríos / 1, 3	115	1	0.15	abr-24	abr-24	5.960
Total			**5.85**			**184.589**

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Figura 9.6.16.12. Diagrama Unifilar Simplificado zona Culiacán con obras propuestas Alternativa 1



Diagnóstico operativo de la zona Mazatlán.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2024 para la zona Mazatlán, considerando los nuevos límites de transmisión reportados por CFE Transmisión en enero del 2020.

Se observa que una LTCPS en 115 kV se encuentra operando con un flujo de potencia por encima del límite de trasmisión lo que resulta en sobrecargas ante contingencia sencilla; como se muestra en el Cuadro 9.6.16.15.

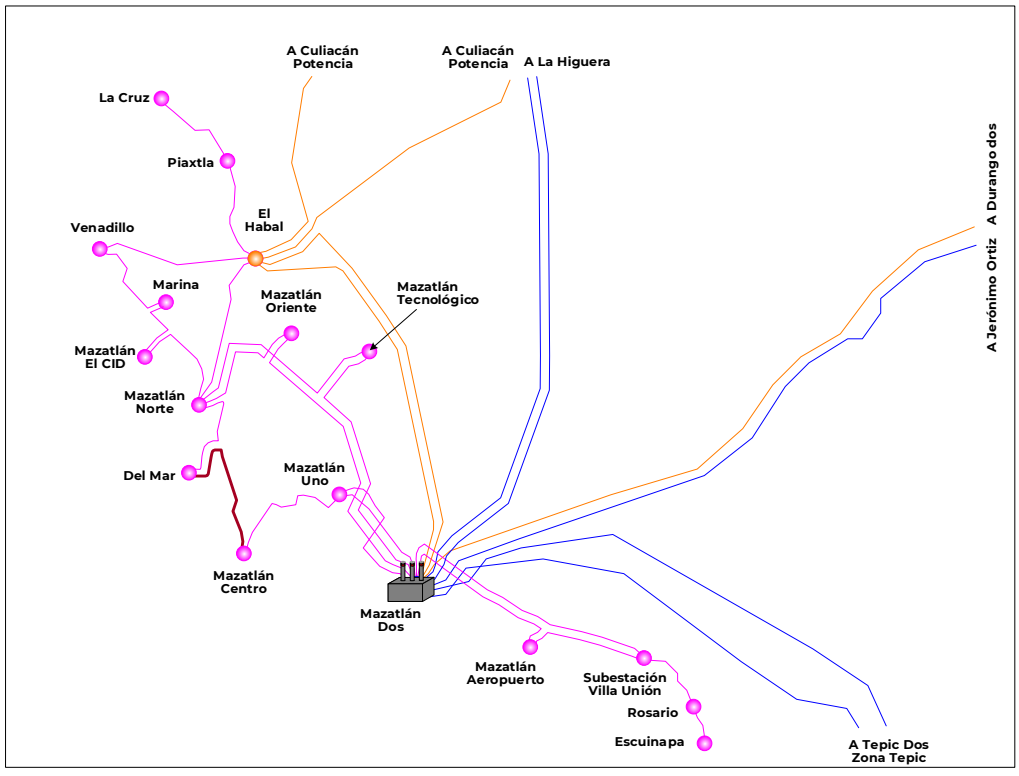
Por lo anterior, se requiere incrementar la capacidad de transmisión de LTCPS en 115 kV que se encuentra operando con un flujo de potencia por encima del límite operativo.

Cuadro 9.6.16.15. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión			Flujo en línea monitoreada		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Cargabilidad (%)	
Mazatlán Centro - 73500 - Del Mar	115	65	74	113	Mazatlán Dos - 73990 - Mazatlán Oriente
	115	65	66	102	Mazatlán Dos - 73920 - Mazatlán Tecnológico

La Figura 9.6.16.13 muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Mazatlán en 2024, donde se resaltan en color rojo oscuro las Líneas de Transmisión que presentan una problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla de línea de transmisión.

Figura 9.6.16.13. Diagrama geográfico de zona Mazatlán 2024



Zona Mazatlán: Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

En la Alternativa 1 contiene 4.37 km-c de línea de transmisión CPS. El Cuadro 9.6.16.16 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1 y en la Figura 9.6.16.14 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Mazatlán.

Se verificó que por trayectoria actual no hay espacio para la colocación de postes troncocónicos para convertir el tramo subterráneo a aéreo, ya que presentaría un problema de derecho de vía ante el ayuntamiento de Mazatlán al estar inmersa en una zona completamente turística.

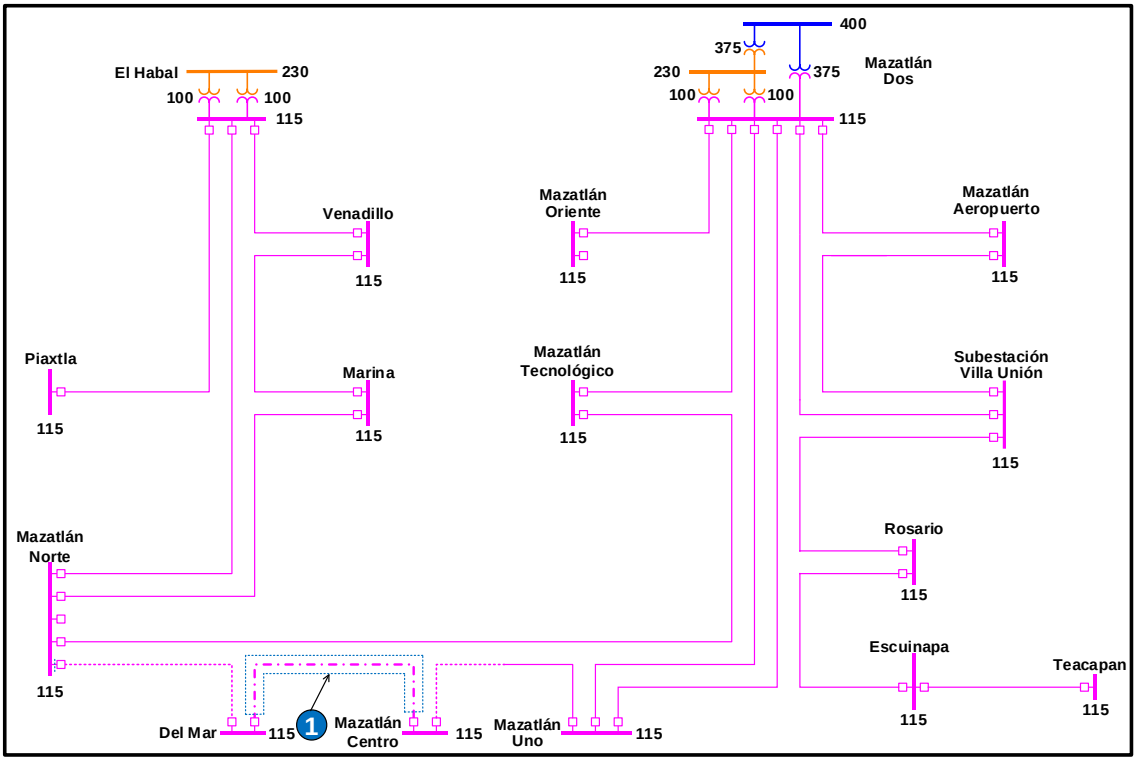
En conclusión, la alternativa única permitirá incrementar la capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Mazatlán cumpliendo con los objetivos de planeación, además evita la sobrecarga ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica.

Cuadro 9.6.16.16. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Mazatlán

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán del Mar - Mazatlán Centro / 1, 2	115	1	4.37	abr-24	abr-24	157.664
Total			**4.37**			**157.664**

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Figura 9.6.16.14. Diagrama Unifilar Simplificado zona Mazatlán con obras propuestas Alternativa 1



Resumen de metas y costos de inversión de las alternativas analizadas

En el Cuadro 9.6.16.17 se observan las metas y costos de inversión de las alternativas analizadas.

El costo de la Alternativa 1 es 487.482 millones de pesos de 2019, (25.30 millones de dólares de 2019), mientras que la alternativa dos el costo es de 1,258.186 millones de pesos (65.31 millones de dólares de 2019), utilizando una paridad de 19.2636 pesos por dólar.

Cuadro 9.6.16.17. Comparación en metas físicas

Alternativa 1			Alternativa 2		
Zonas	Longitud (km-c)	Costo de Inversión (Millones de Pesos)	Zonas	Longitud (km-c)	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hermosillo	13.53	189.172	Hermosillo	14.62	545.726
Obregón	3.693	65.102	Obregón	2.943	106.832
Los Mochis	12.1	18.502	Mochis	7.3	263.375
Culiacán	6.05	57.042	Culiacán	5.85	184.589
Mazatlán	4.37	157.664	Mazatlán	4.37	157.664
	39.743	**487.482**		**35.083**	**1,258.186**

Indicadores técnicos y económicos.

Los Cuadros 9.6.16.18 y 9.6.16.19 muestran un resumen de los indicadores económicos de las dos alternativas analizadas. Se observa que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.16.18. 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
295.07	2,696.18	2,991.25	23.28	2,967.98	128.51

Cuadro 9.6.16.19. 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
295.61	2,733.35	3,028.96	60.08	2,968.89	50.42

El cálculo de los beneficios económicos se realizó con el modelo probabilístico México del 2024 al 2034; 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 importantes beneficios en la reducción de la ENS tanto en los puntos operativos de demanda máxima de verano como de invierno.

De no realizarse el proyecto, se estiman importantes cortes de carga en la GCR Noroeste para poder conservar la Confiabilidad operativa del sistema y se esperaría un costo elevado por la Energía No Suministrada.

Ambas alternativas solucionan la problemática de las líneas de transmisión con cables de potencia subterráneos.

En el Cuadro 9.6.16.20 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Por los resultados de Confiabilidad y económicos obtenidos, la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática analizada.

Cuadro 9.6.16.20. 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^2R	Igual	Igual
Costo de Inversión (Millones de pesos de 2019)	487.482	1,258.186
Relación Beneficio/Costo	128.51	50.42

Gerencia de Control Regional Norte

P20-NT1 Soporte de tensión para la región Mesteñas

Diagnóstico operativo.

La región eléctrica de Mesteñas abarca los municipios de Camargo, Julimes, Ojinaga, Aldama y Coyame, del Estado de Chihuahua. Esta región presenta un alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica por la instalación de desarrollos agrícolas alimentados desde la SE Mesteñas, la cual se ubicada sobre la carretera estatal 67 Camargo - Ojinaga a la altura del kilómetro 113, en el municipio de Camargo, Chihuahua. En la Figura 9.6.17.1 se muestra a la ubicación geográfica de la Región Mesteñas.

El suministro eléctrico de la SE Mesteñas es a través de una LT en 230 kV, que se conecta de forma radial a una distancia de 124 km desde la SE Francisco Villa y, saliendo de la SE Mesteñas, a una distancia de 103 km, se suministra en 230 kV (también de forma radial) a la Minera del Norte, S.A. de C.V. Planta Hércules.

Por otra parte, en la tensión de 115 kV, desde la misma SE Mesteñas se da el suministro de energía eléctrica a las SE: Tres Hermanos, Nueva Holanda, Oasis, Trébol y Ojinaga, las cuales alimentan cargas de tipo agrícola (en su mayoría), así como algunos consumos de tipo habitacional y comercial. Además, se tienen contempladas a entrar en operación para 2021 las subestaciones El Mimbre y Rancho Cuernavaca. En cuanto a generación de energía eléctrica, en esta región solo se cuenta con la Central Eléctrica Fotovoltaica Rancho el Trece, cuya capacidad es de 30 MW y que entró en operación durante 2018. Esta CE tiene su punto de interconexión en la SE Rancho el Trece Solar Maniobras, que se ubica y conecta entre las Subestaciones Eléctricas Mesteñas y El Trébol.

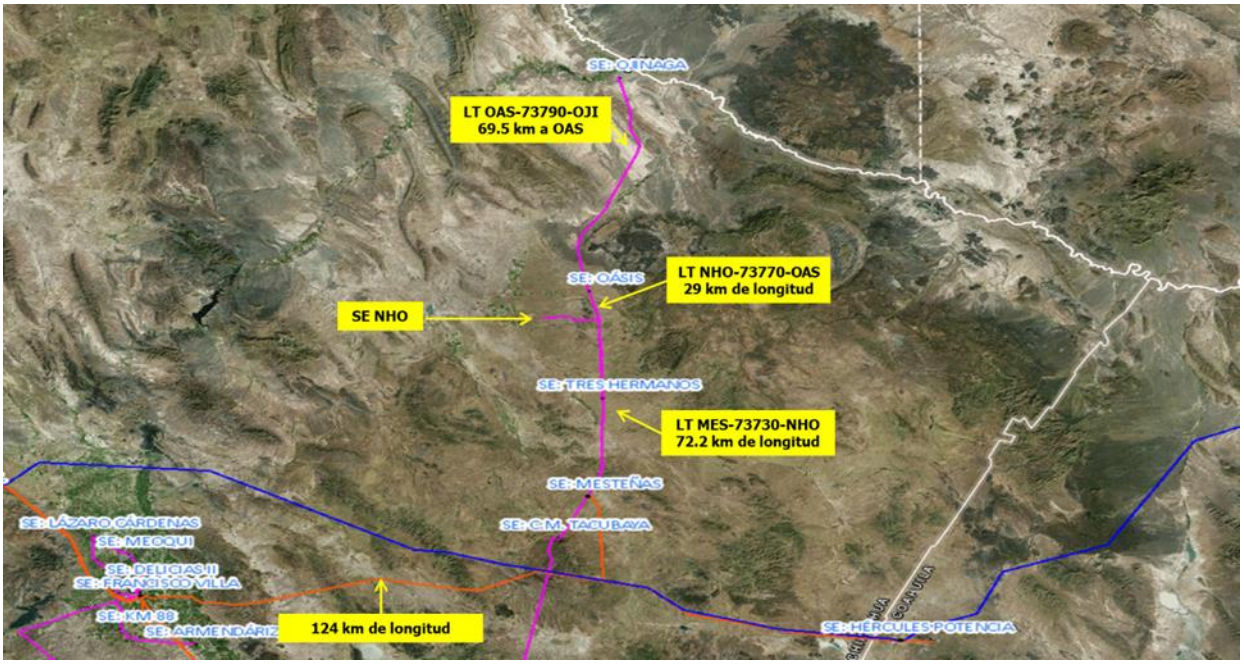
Las problemáticas actuales en la zona de influencia son los bajos niveles de tensión en 115 kV, principalmente debido a la potencia reactiva demandada por las cargas que se alimentan de esta red, la cual tiene su fuente de suministro a una longitud considerable. Por estos motivos y atendiendo criterios de Confiabilidad y seguridad del SEN, las SE en 115 kV de C.M. Tacubaya, La Perla y Tres Hermanos (que se encuentran a una distancia de 0.16 km de la SE Mesteñas) se alimentan desde la SE Camargo II, ubicada a una distancia de 102.4 km, esto ocasiona mayores pérdidas en el SEN debido a la larga trayectoria que tiene que recorrer la energía desde la fuente hasta el lugar de consumo, además de que no se cuenta con suficiente margen para el soporte de tensión en la región, ocasionando tiros de carga permanente ante la pérdida de algún elemento de la red.

Actualmente, ante contingencia de una de las líneas de transmisión en 115 kV: Mesteñas - Nuevo Holanda o Mesteñas - Rancho el Trece Solar Maniobras, ocasiona la operación de esquemas de protección 27 (por baja tensión en la red), y al desconectar carga para recuperar los niveles de voltaje, ocurre que operan las protecciones 59 (alto voltaje) de bancos de capacitores. Esta condición de operación se presenta debido a que las características de la red (poco mallada y muy longitudinal) la hacen muy sensible a las variaciones de

carga, por lo tanto, el problema de bajas tensiones y regulación de tensión se agudiza con la ocurrencia de contingencias.

Dadas estas condiciones, para la demanda máxima esperada en 2020, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión, aunado a que se tiene una tensión comprometida con la Planta Hércules.

Figura 9.6.17.1. Diagrama geográfico de la Región Mesteñas



Descripción de la alternativa que atienden la problemática.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2023, se ha identificado un proyecto para reforzar la red eléctrica en 115 kV de la región Mesteñas y atender de manera confiable el crecimiento de la demanda de esta zona. El proyecto consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Instalación de un equipo de compensación reactiva dinámica (STATCOM) de +40/-40 MVAr en la SE Oasis en 115 kV.
- Instalación de dos equipos de compensación fija en el nivel de 115 kV de 30 MVAr y 15 MVAr en las SE Mesteñas y El Trébol, respectivamente.

Alternativa 2

Compensación:

- Instalación de dos equipos de compensación fija en el nivel de 115 kV de 30 MVAr y 15 MVAr en las SE Mesteñas y El Trébol, respectivamente.

Transmisión:

- Una línea de transmisión aislada y operada en 115 kV de 61 km (un circuito de un conductor por fase tipo ACSR calibre 1113 kcmil) de la SE Mesteñas a la SE Oasis.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

En las figuras 9.6.17.2 y 9.6.17.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.17.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

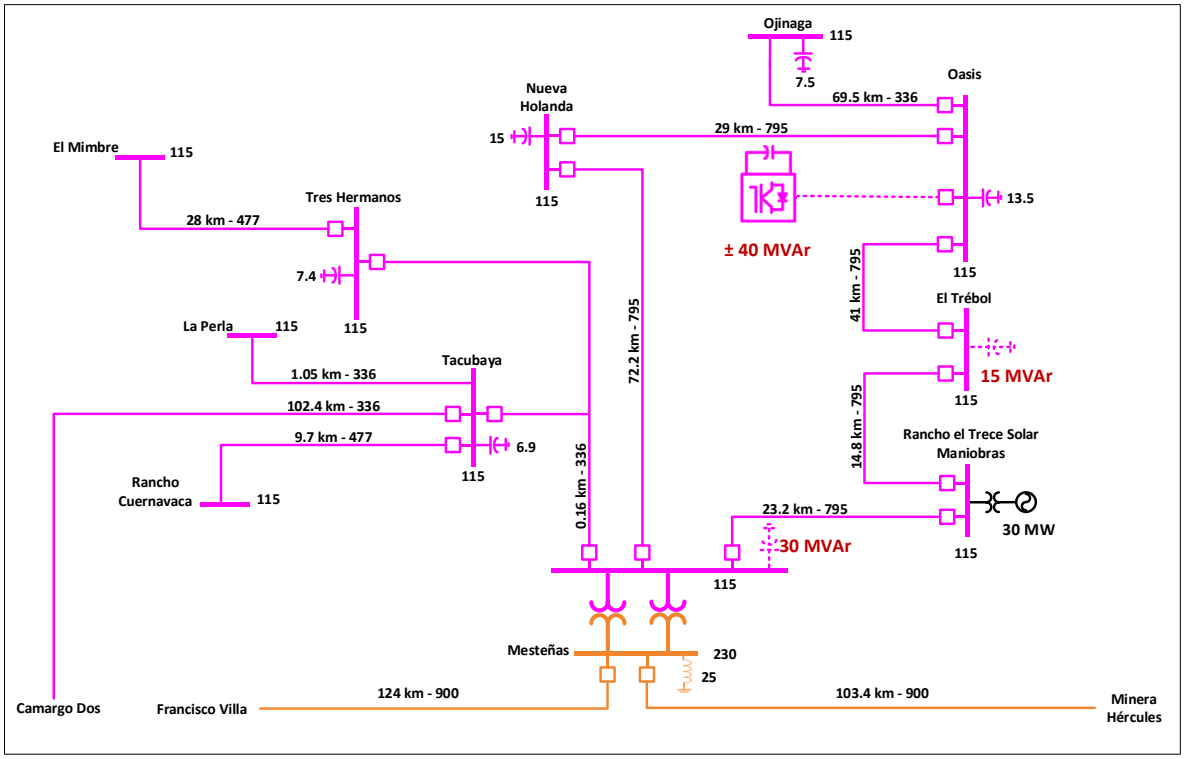
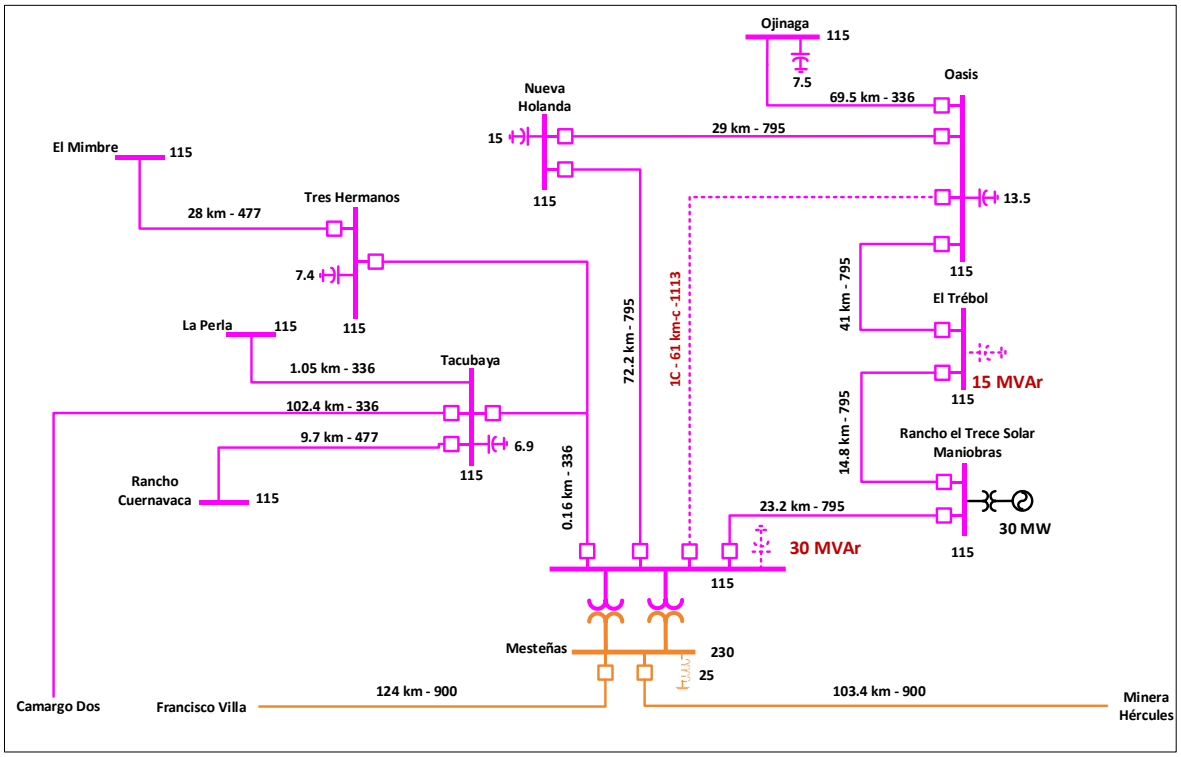


Figura 9.6.17.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **234.968 millones de pesos de 2019** (12.157 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la instalación de un STATCOM con un total de 80 MVAr de capacidad, un capacitor de 30 MVAr en la SE Mesteñas y un capacitor de 15 MVAr en la SE El Trébol en 115 kV.

El cuadro 9.6.17.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.17.1. Obras de Compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Oasis STATCOM	STATCOM	115	40.0(Ind.) / 40.0(Cap.)	abr-20	abr-23	179.364
Mesteñas MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-23	28.851
El Trébol MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Total			**125.0**			**234.968**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **328.178 millones de pesos de 2019** (17.036 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 61.0 km-c de línea de transmisión, un capacitor de 30 MVAr en la SE Mesteñas y un capacitor de 15 MVAr en la SE El Trébol en 115 kV.

El proyecto considera los alimentadores para la conexión de la línea de

transmisión en las SE Mesteñas y El Trébol.

Los cuadros 9.6.17.2 a 9.6.17.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.17.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mesteñas - Oasis	115	1	61.0	abr-20	abr-23	225.256
Total			**61.0**			**225.256**

Cuadro 9.6.17.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mesteñas MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-23	28.851
El Trébol MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Total			**45.0**			**55.605**

Cuadro 9.6.17.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mesteñas	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-23	23.658
Trébol	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-23	23.658
Total						**47.317**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podría incrementar la Confiabilidad de suministro de la carga conectada y se aprovecharía la capacidad total de transformación en la SE de Mesteñas.

En la figura 9.6.17.4 se muestran las condiciones operativas de verano 2020 en la región Mesteñas.

Como se menciona anteriormente, por motivos de Confiabilidad y seguridad del SEN, las SE en 115 kV de C.M. Tacubaya, La Perla, Tres Hermanos y la nueva SE Rancho Cuernavaca se conectan desde la SE Camargo Dos, ubicada a una distancia de 102.4 km, ocasionando mayores pérdidas eléctricas en el SEN, principalmente en escenarios de demanda alta. Se observa que en condición de red completa no se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva para el soporte de tensión en la región. Esto puede ocasionar tiros de carga permanentes o rotatorios y en consecuencia no será posible otorgar permisos para nuevos o incrementos de centros de carga sin considerar refuerzos en la RNT.

En las figuras 9.6.17.5 a 9.6.17.8 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se puede observar que la peor contingencia de la región es la falla de la LT Mesteñas – Rancho el Trece Solar Maniobras.

Ante esta contingencia, para la Alternativa 1 el STATCOM en la SE Oasis aportaría 25 MVAr a la red, no obstante, las tensiones en todas las Subestaciones Eléctricas del área de influencia son superiores a 0.95 pu. Además, en 2023 no se tendría la necesidad de utilizar el esquema de protección 27. De igual forma para la Alternativa 2 las tensiones

se encuentran por arriba 0.95 pu y el esquema de protección 27 tampoco sería requerido en caso de contingencia.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja importante debido a que se tendría una mejor regulación y resulta un mejor perfil de tensión ante contingencia (en promedio un voltaje de 4 kV más alto respecto al obtenido con la Alternativa 2).

Figura 9.6.17.4. Condiciones operativas con red completa previstas en la región de Mesteñas en 2020 (Sin Proyecto)

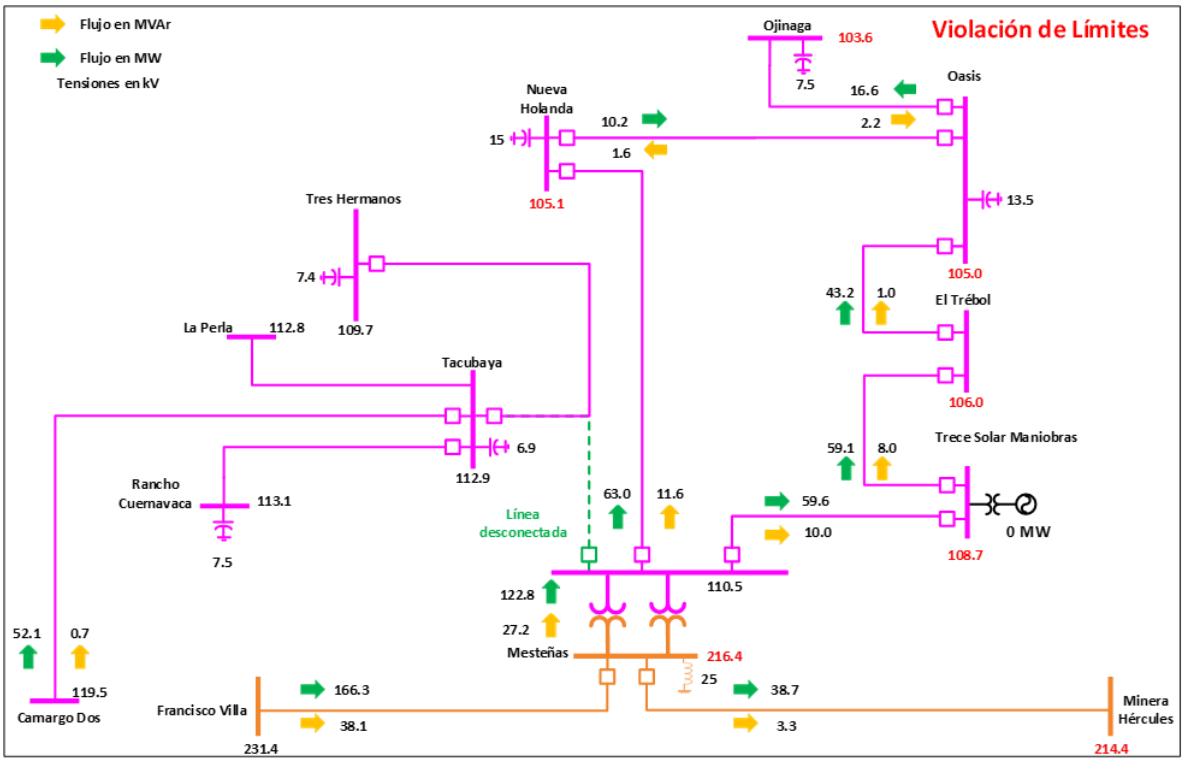


Figura 9.6.17.5. Condiciones operativas con red completa previstas en la región de Mesteñas en 2023 (Alternativa 1)

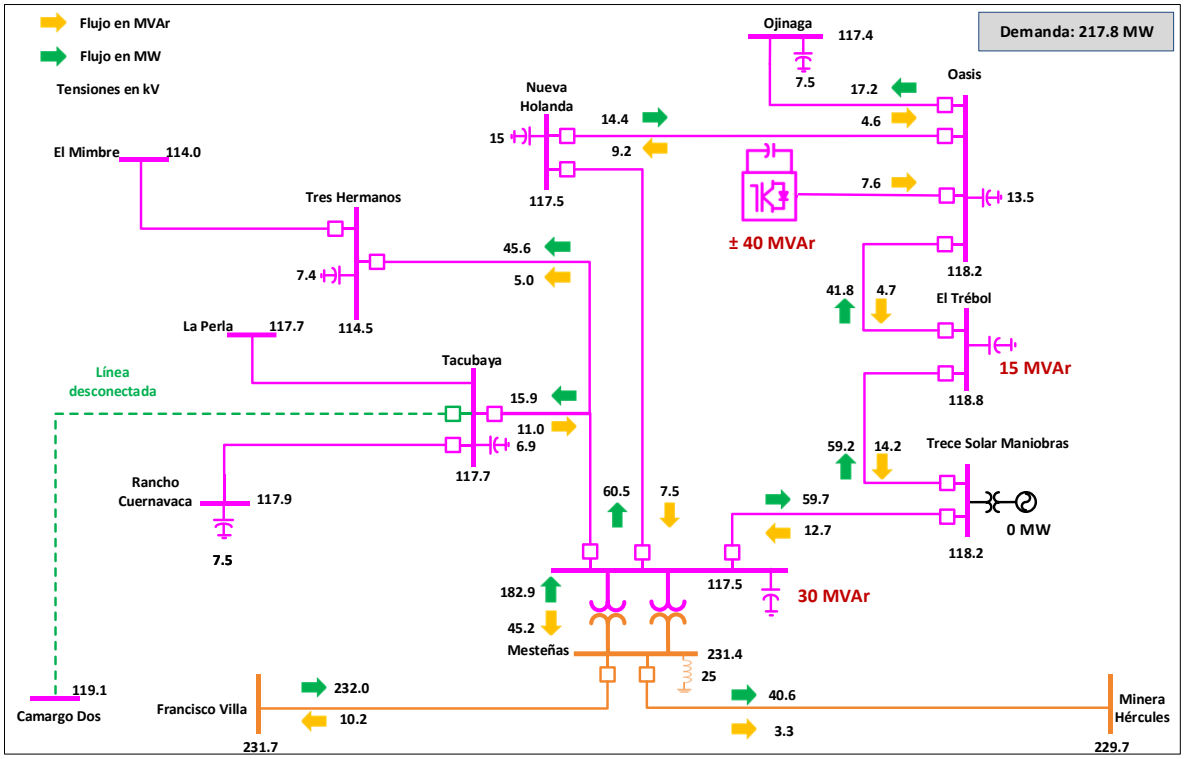


Figura 9.6.17.6. Condiciones operativas esperadas para 2023 en la región Mesteñas ante contingencia (Alternativa 1)

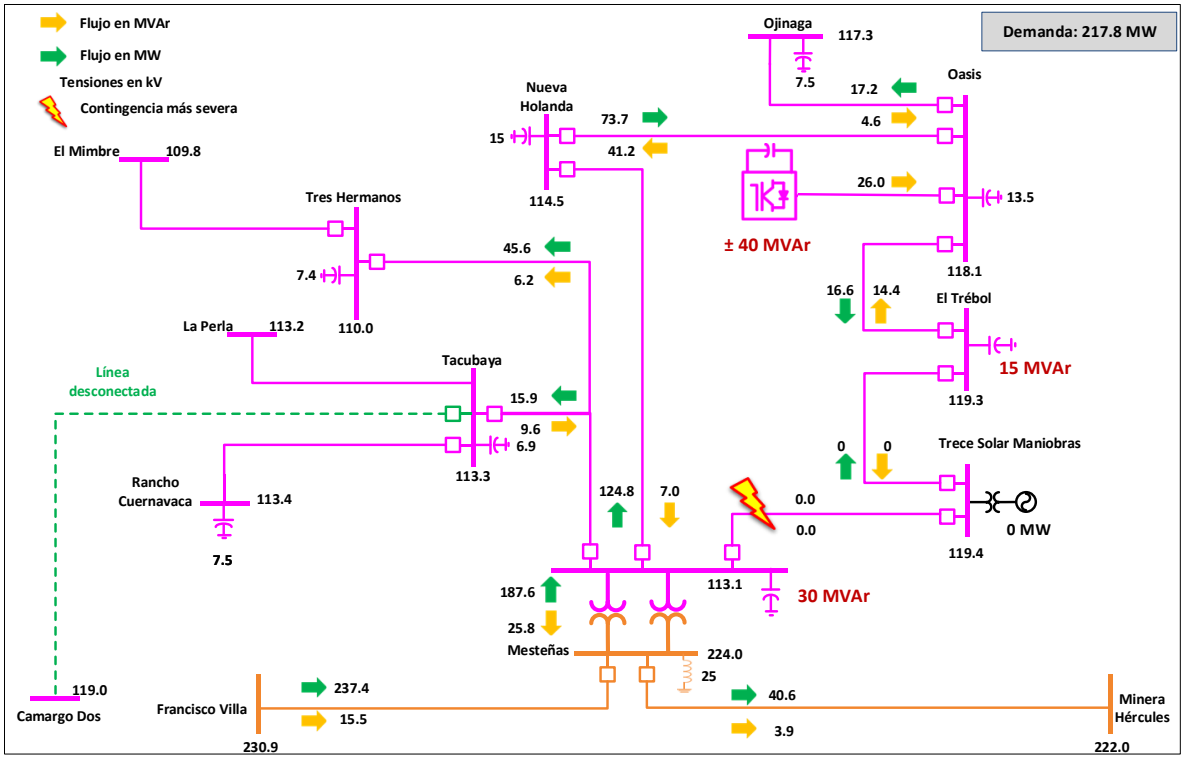


Figura 9.6.17.7. Condiciones operativas con red completa previstas en la región Mesteñas en 2023 (Alternativa 2)

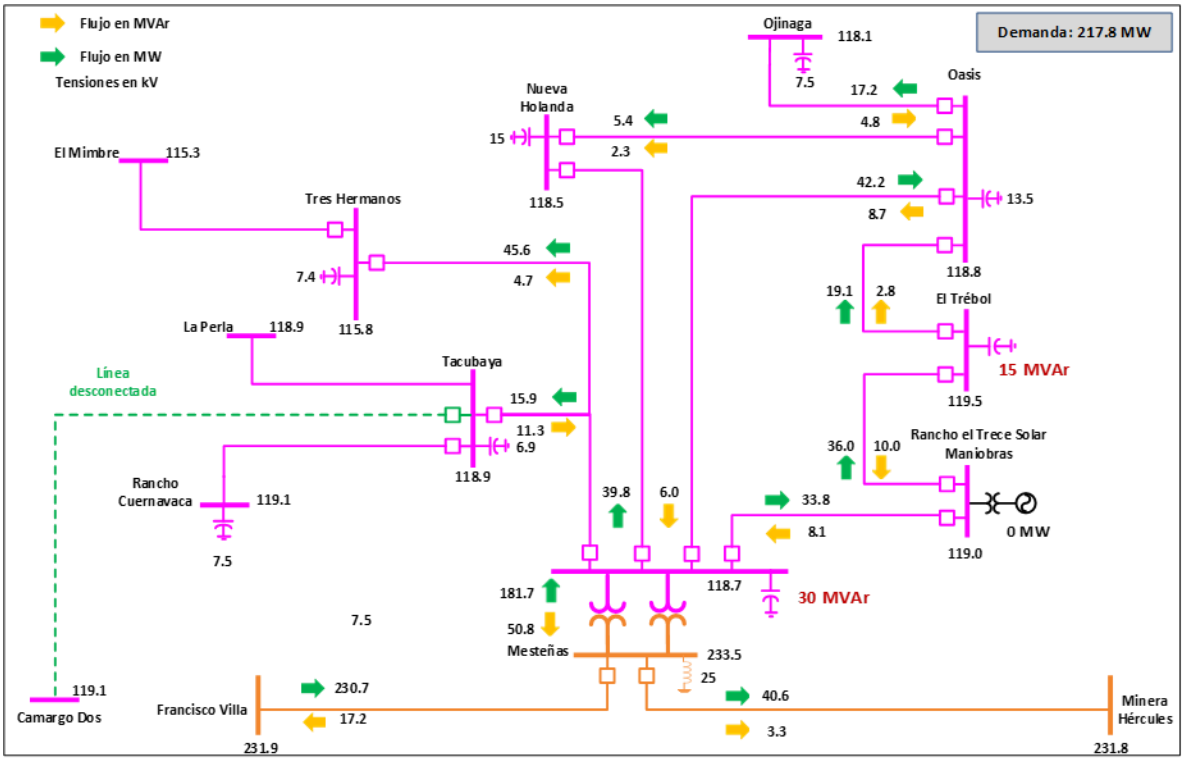
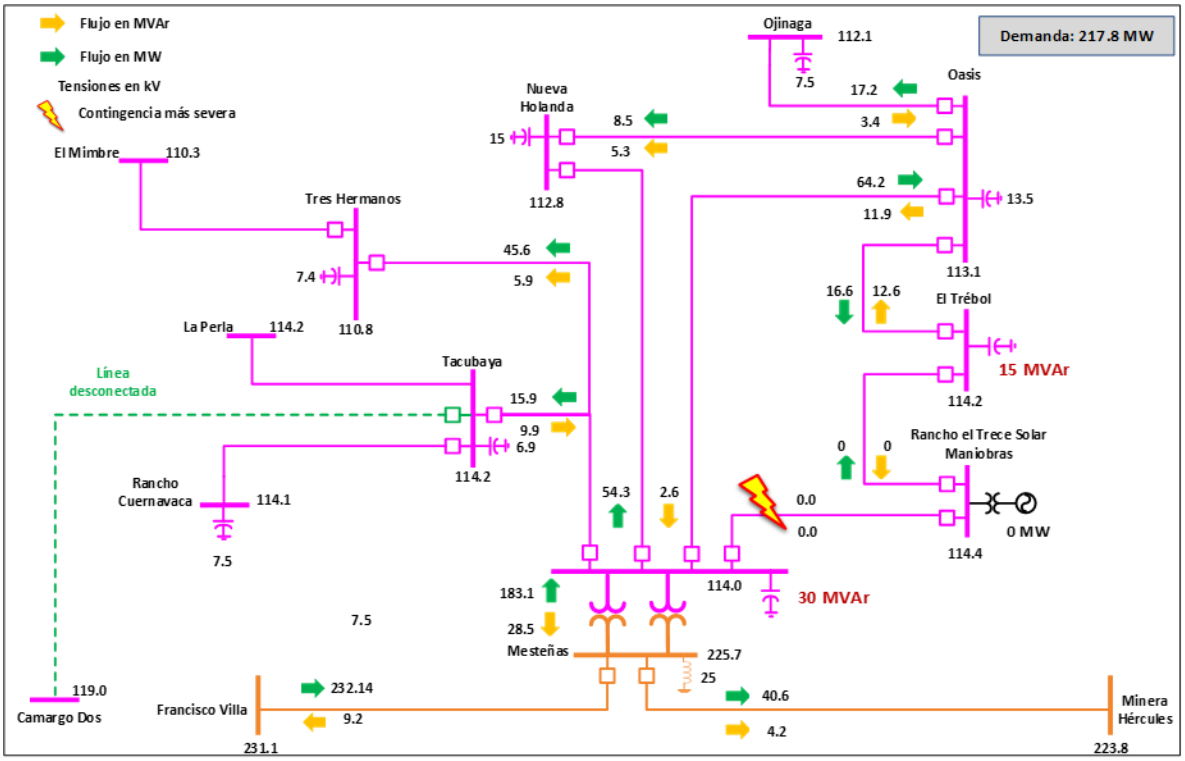


Figura 9.6.17.8. Condiciones operativas esperadas para 2023 en la región Mesteñas ante contingencia (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.17.5 y 9.6.17.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas. Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión y al mayor beneficio por demanda incremental de la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.17.5. Resultados de la Evaluación económica por Demanda Incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
225.64	29.45	4,003.17	3,198.13	211.98	805.04	3.80

Cuadro 9.6.17.6. Resultados de la Evaluación económica por Demanda Incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
225.64	34.34	3,657.12	2,907.61	302.06	759.51	2.48

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.17.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación en condición de red completa y ante contingencia.

Cuadro 9.6.17.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	141.8 MW	120.2 MW
Alternativa 1	236.5 MW	228.5 MW
Alternativa 2	228.6 MW	227.2 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.17.8 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 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo.

Cuadro 9.6.17.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	234.968	328.178
Relación Beneficio/Costo	3.80	2.48

P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma

Diagnóstico operativo.

La red actual de transmisión de 115 kV perteneciente a las zonas de distribución Casas Grandes y Moctezuma está conformada por tres subestaciones principales: Moctezuma, Nuevo Casas Grandes y Ascensión Dos, que alimentan en su mayoría campos agrícolas en el estado de Chihuahua y la zona urbana de las ciudades Benito Juárez, Villa Ahumada y Nuevo Casas Grandes, en el Estado de Chihuahua. La red del área de estudio presenta una topología radial, lo que complica la operación del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión o de elementos de transformación.

Las problemáticas actuales en la zona de influencia son sobrecargas en los autotransformadores de la SE Nuevo Casas Grandes y bajos niveles de tensión en 115 kV debido, principalmente, a la potencia reactiva demandada por las cargas que se alimentan de esta red, la cual es de una longitud considerable.

Por tanto, desde el PAMRNT 2017-2031 se instruyó un proyecto de ampliación en la SE Nuevo Casas Grandes el cual considera un tercer banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA de capacidad, así como un banco de capacitores de 30 MVAr, con fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021. Con información de CFE Transmisión, la fecha de entrada de este proyecto está programada para septiembre de 2023.

Debido al crecimiento que la demanda ha venido presentando durante los últimos años, en la zona de Moctezuma-Casas Grandes, así como la demanda pronosticada en el corto y mediano plazo, se estima que existan voltajes inferiores a 0.95 pu (límite definido por Código de Red) degradando la Calidad del Suministro Eléctrico, con mayores pérdidas en el SEN, principalmente en los periodos de mayor demanda, lo anterior se debe a la topología de la red conformada por líneas de transmisión de grandes distancias y configuración radial, además de que no se cuenta con suficiente margen para el soporte de tensión en la región ocasionando tiros de carga permanente ante la pérdida de algún elemento de la red, degradación de la Continuidad del Suministro Eléctrico.

Actualmente, ante contingencia de una de las líneas de transmisión en 230 kV y/o 115 kV: Nuevo Casas Grandes - Nacozari o Ascensión Dos - Ascensión, ocasiona la operación de esquemas de protección 27 (por baja tensión en la red). Esta condición de operación se presenta debido a las características de la red (poco mallada y muy longitudinal) provocando que sea muy sensible a las variaciones de carga, por lo tanto, el problema de bajas tensiones se agudiza con la ocurrencia de contingencias.

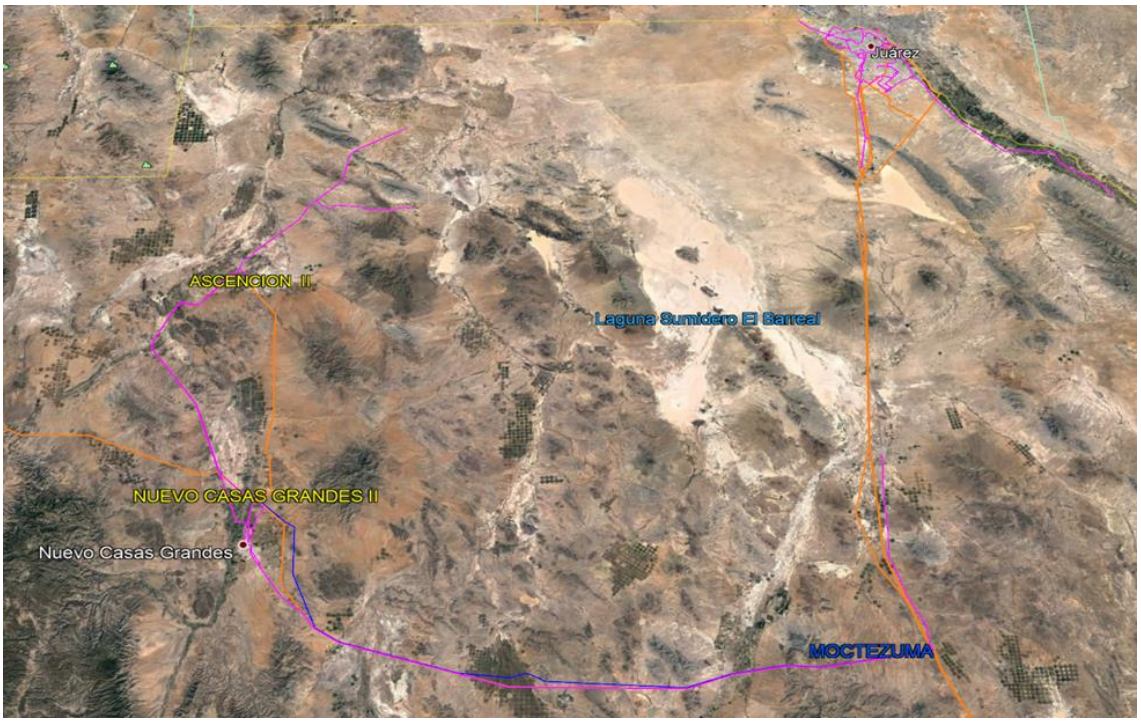
De acuerdo con lo planteado en los párrafos anteriores, para la demanda máxima esperada en 2020, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión.

Por motivos de Confiabilidad y seguridad del SEN es necesario proponer obras de refuerzos en la RNT que permitan una mayor flexibilidad operativa tanto para el mantenimiento de la infraestructura y aumento en el potencial para atender el crecimiento

de la demanda esperada de la zona de influencia.

En la figura 9.6.18.1 se muestra el diagrama esquemático de la zona de influencia.

Figura 9.6.18.1. Diagrama geográfico de la Zona Moctezuma-Casas Grandes



Descripción de las alternativas que atienden la problemática.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica en 115 kV para atender los problemas de regulación de tensión de las zonas Moctezuma y Casas Grandes; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Instalación de equipos de compensación fija compuestos por 11 bancos de capacitores de 15 MVAr y 1 banco de capacitores de 10 MVAr distribuidos en SE de 115 kV: Valle Esperanza, Gavilán, Monteverde, La Palma, Galeana, San Buenaventura, Vado Santa María, Villa Ahumada, Bismark, Benito Juárez, Lebarón y El Capulín.

Alternativa 2

Transformación:

- Autotransformador de 225 MVA relación 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar, incluye fase de reserva.

Transmisión:

- Línea de transmisión de 0.45 km de longitud en estructura de cuatro circuitos para entroncar dos líneas de 115 kV y conectarlas a la SE Maniobras María Solar.

Compensación:

- Instalación de equipos de compensación fija compuesto por 7 bancos de capacitores de 15 MVAr distribuidos en Subestaciones Eléctricas de 115 kV: Valle Esperanza, Gavilán, Monteverde, María Solar, Vado Santa María, Villa Ahumada, y El Capulín.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

En las figuras 9.6.18.2 y 9.6.18.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.18.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

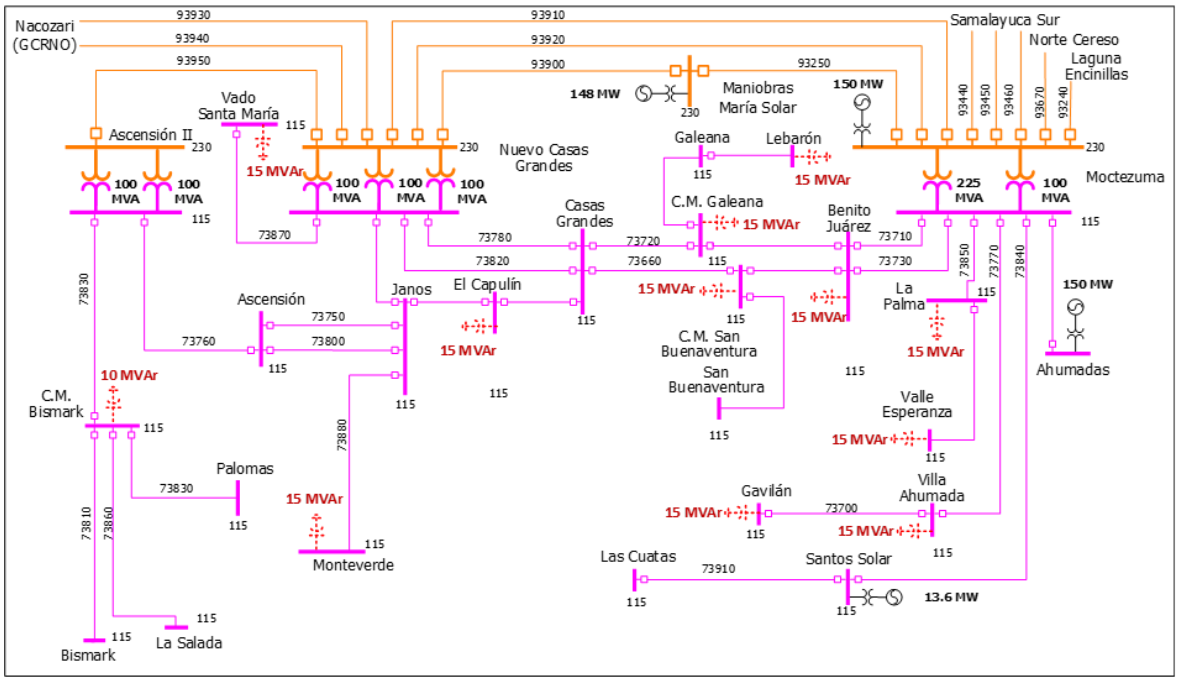
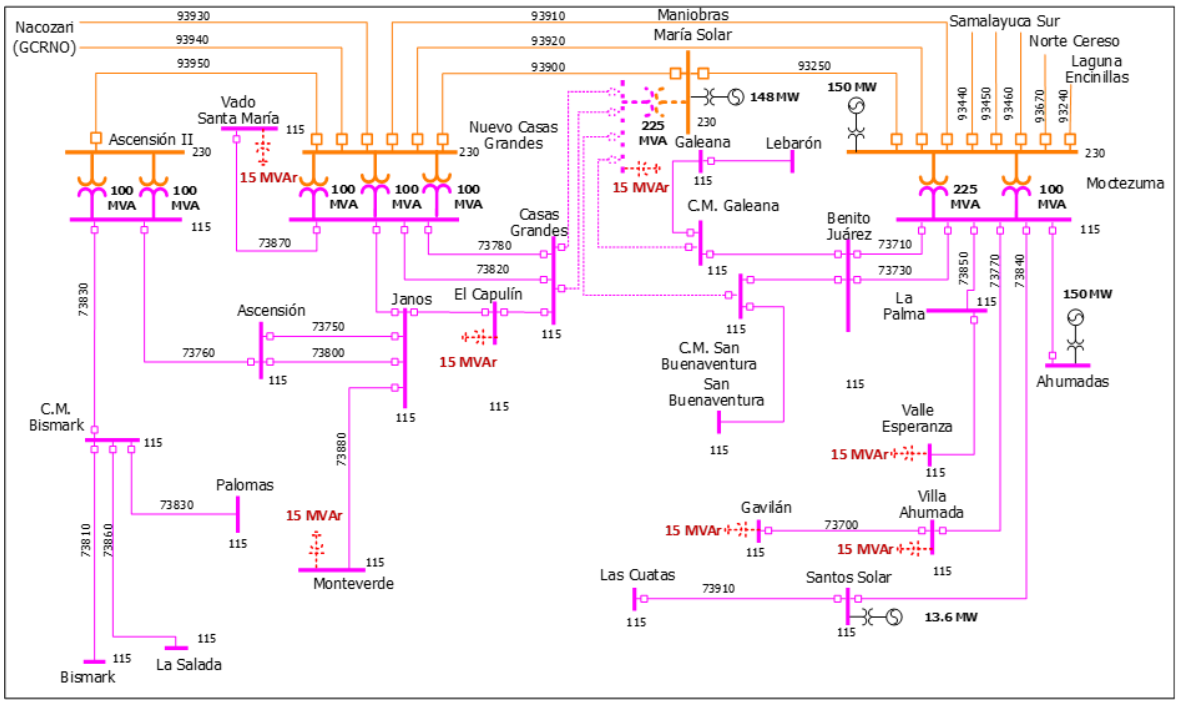


Figura 9.6.18.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **321.009 millones de pesos de 2019** (16.66 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 12 bancos de capacitores en diversas subestaciones de las zonas Casas Grandes y Moctezuma.

El cuadro 9.6.18.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.18.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle Esperanza MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Gavilán MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Monteverde MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
La Palma MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Galeana MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
San Buenaventura MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Vado Santa María MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Villa Ahumada MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
C.M. Bismark MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-20	abr-23	26.712
Benito Juárez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Lebarón MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
El Capulín MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Total			**175.0**			**321.009**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **480.018 millones de pesos de 2019** (24.91 millones de dólares considerando una paridad de

19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 1.8 km-c de línea de transmisión. El proyecto considera los 4 alimentadores para la conexión de las líneas de transmisión en la SE Maniobras Santa María, 7 bancos de capacitores de 15 MVAr en el nivel de 115 kV y un banco de transformación nuevo de 225 MVA con relación 230/115 kV.

Los cuadros 9.6.18.2 a 9.6.18.5 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.18.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras María Solar entronque San Buenaventura - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-23	2.700
Maniobras María Solar entronque Galeana - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-23	2.700
Total			**1.8**			**5.400**

Cuadro 9.6.18.3. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras María Solar Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-20	abr-23	192.705
Total			**300.0**				**192.705**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.18.4. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras María Solar MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Gavilán MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Villa Ahumada MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Valle Esperanza MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
El Capulín MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Monteverde MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Vado Santa María MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	26.754
Total			**105.0**			**187.280**

Cuadro 9.6.18.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras María Solar	Alimentador Ampliación	4	115	abr-20	abr-23	94.633
Total						**94.633**

Indicadores técnicos y económicos.

De acuerdo con los estudios realizados, se detectó que las limitantes más restrictivas para el crecimiento de las zonas Casas Grandes y Moctezuma son los bajos voltajes.
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 9.6.18.4, se muestran las condiciones operativas en el escenario de verano de 2024 en la zona Casas Grandes. Se puede observar que, en condición de red completa, se tienen problemas de tensión.

En la figura 9.6.18.5 se muestra la demanda de saturación N y en la figura 9.6.18.6 se muestra la demanda de saturación N-1 en donde la SE Gavilán operaría con voltaje de 109.2 kV (0.949 pu).

En las figuras 9.6.18.8 y 9.6.18.10 se presentan las demandas de saturación N-1 para ambas alternativas en donde se puede observar que la contingencia es la falla de la LT Nuevo Casas Grandes – Nacozari.

Figura 9.6.18.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Casas Grandes en 2024 (Sin Proyecto)

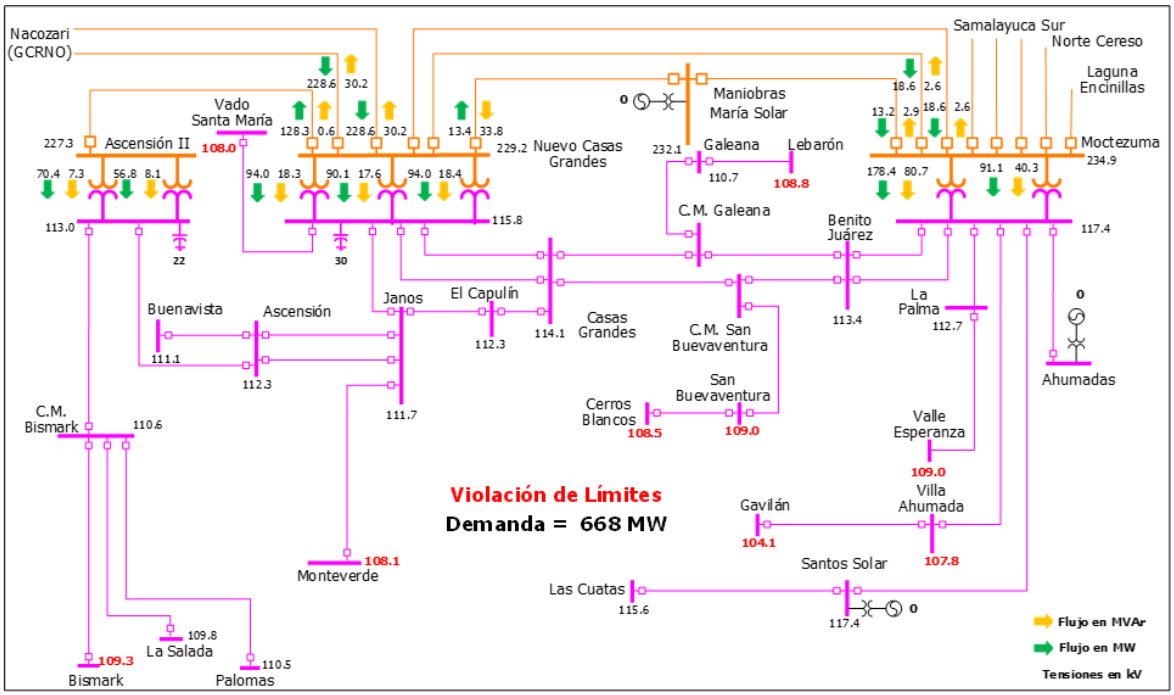


Figura 9.6.18.5. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma con red completa (Sin Proyecto)

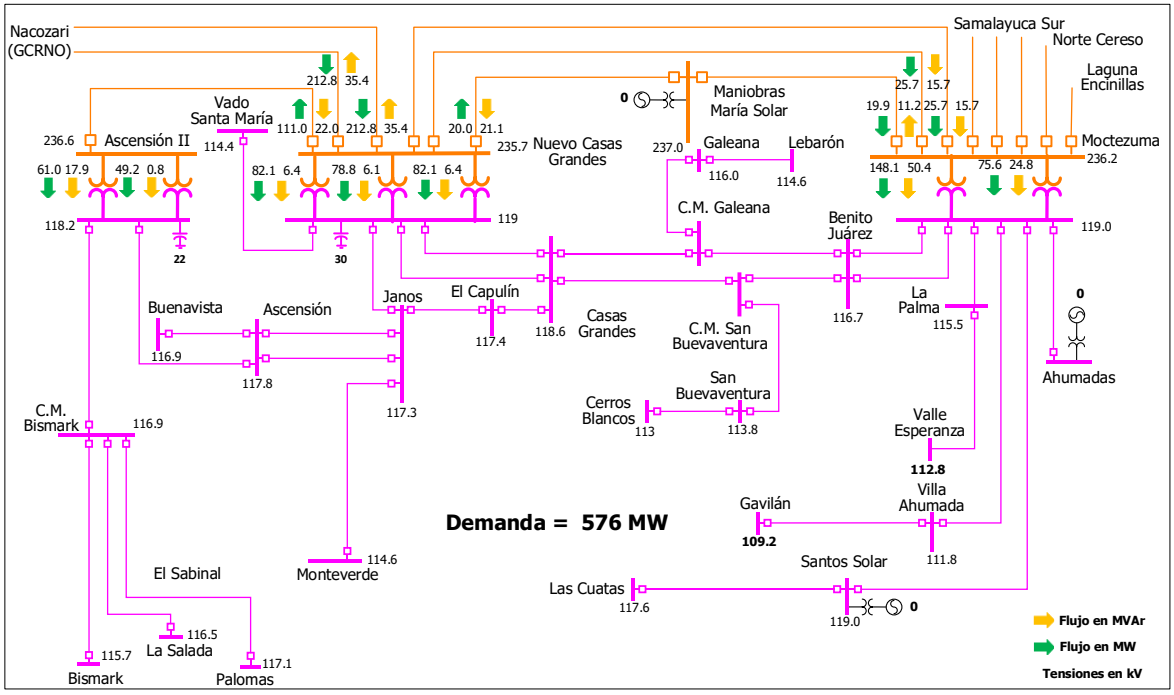


Figura 9.6.18.6. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma ante contingencia N-1 (Sin proyecto)

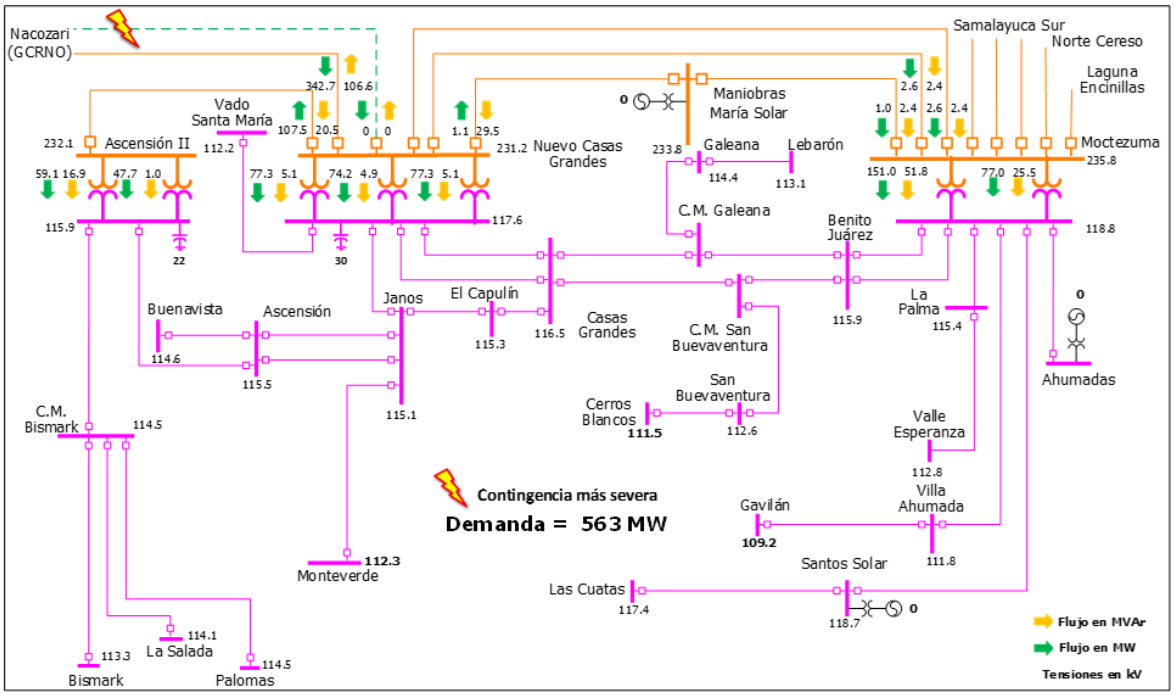


Figura 9.6.18.7. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma con red completa (Alternativa 1)

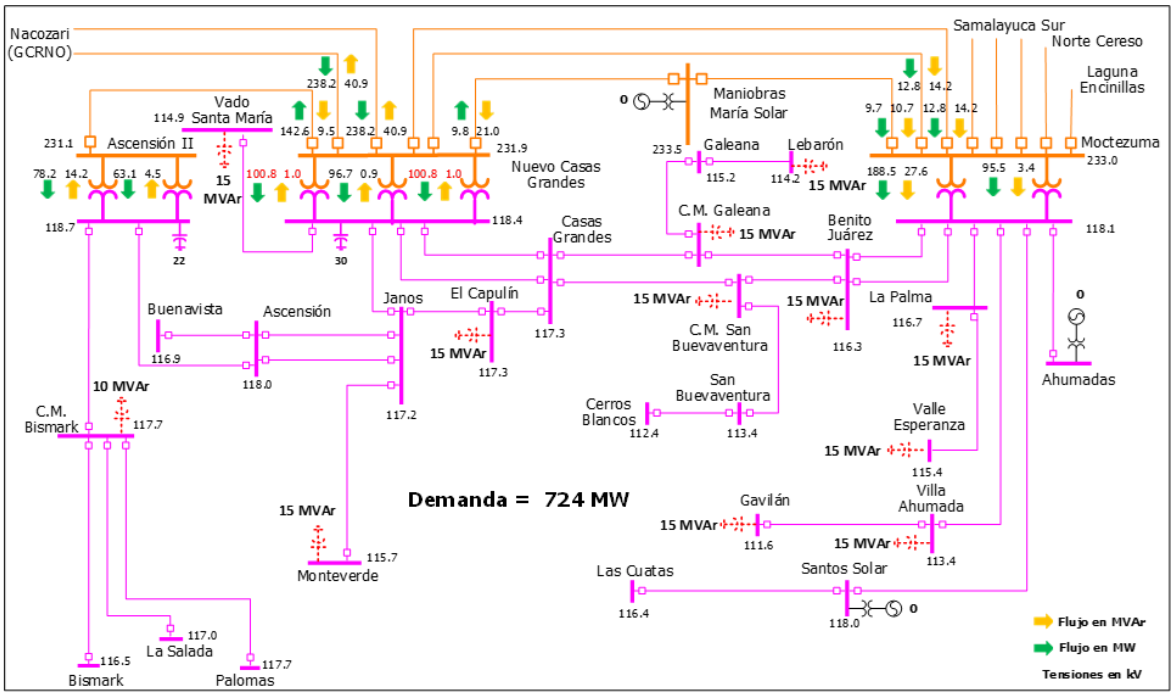


Figura 9.6.18.8. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma ante contingencia N-1 (Alternativa 1)

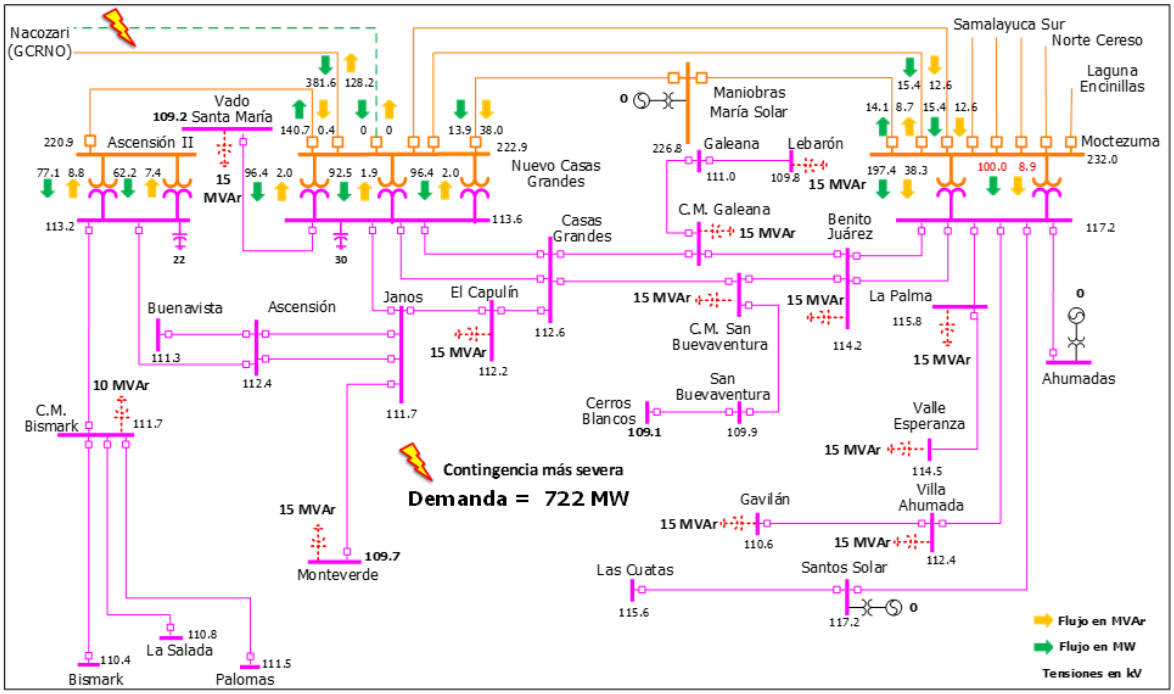


Figura 9.6.18.9. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma con red completa (Alternativa 2)

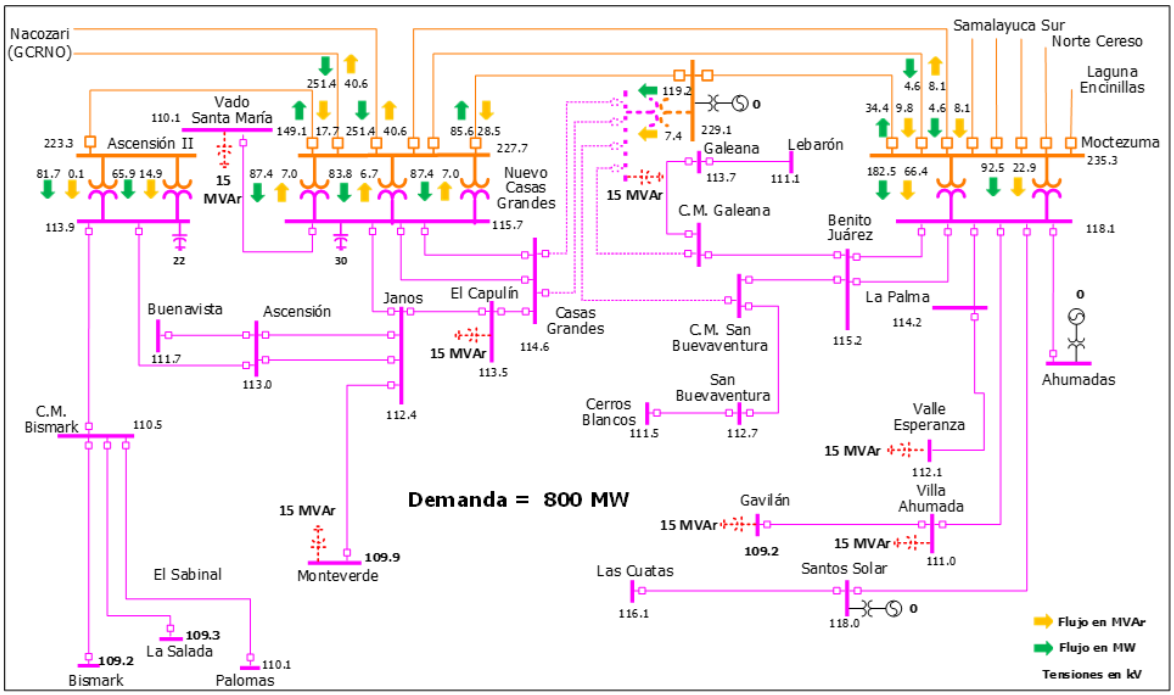
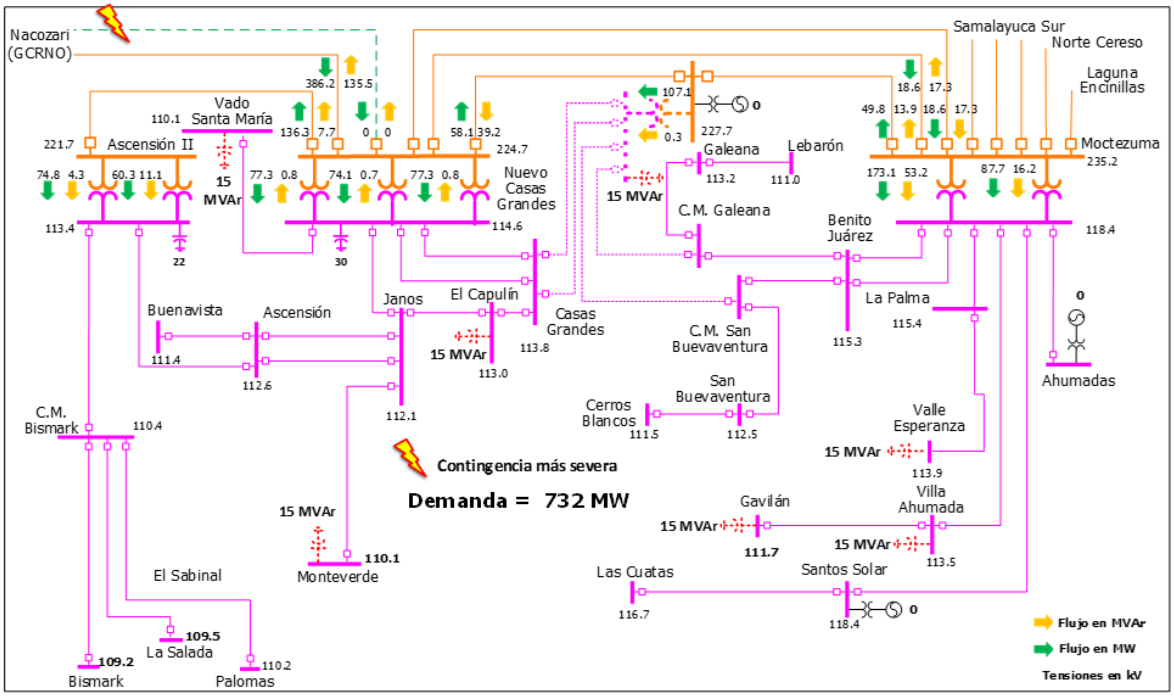


Figura 9.6.18.10. Demanda de saturación de las Zonas Casas Grandes y Moctezuma ante contingencia N-1 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.18.6 y 9.6.18.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede observar que la Alternativa 2 tiene una mayor relación beneficio-costo.

Cuadro 9.6.18.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
248.94	21.35	2,491.58	24.86	289.61	580.47	2.00

Cuadro 9.6.18.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
505.90	21.35	4,790.56	37.17	435.26	1,086.66	2.50

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.18.8 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de estas zonas, en donde ambas tienen valores de saturación similares, es decir, se contaría con la infraestructura suficiente para poder utilizar la capacidad de transformación disponible en la zona.

Cuadro 9.6.18.8. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	576 MW	563 MW
Alternativa 1	724 MW	722 MW
Alternativa 2	800 MW	732 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.18.9 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas. Por los resultados de los estudios técnicos se concluye que la Alternativa 2 presenta una mayor Confiabilidad y rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la Zona Casas Grandes.

Cuadro 9.6.18.9. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	321.009	480.018
Relación Beneficio/Costo	2.00	2.50

Gerencia de Control Regional Noreste

P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

Diagnóstico operativo.

Derivado de la ubicación geográfica de la zona Nuevo Laredo en el Estado de Coahuila de Zaragoza, la cual se encuentra junto a la franja Fronteriza entre México y Estados Unidos, se cuenta con la alimentación de la zona principalmente a través de dos SE Ciudad Industrial y Arroyo del Coyote, que suministran la demanda de las poblaciones ubicadas en esta región.

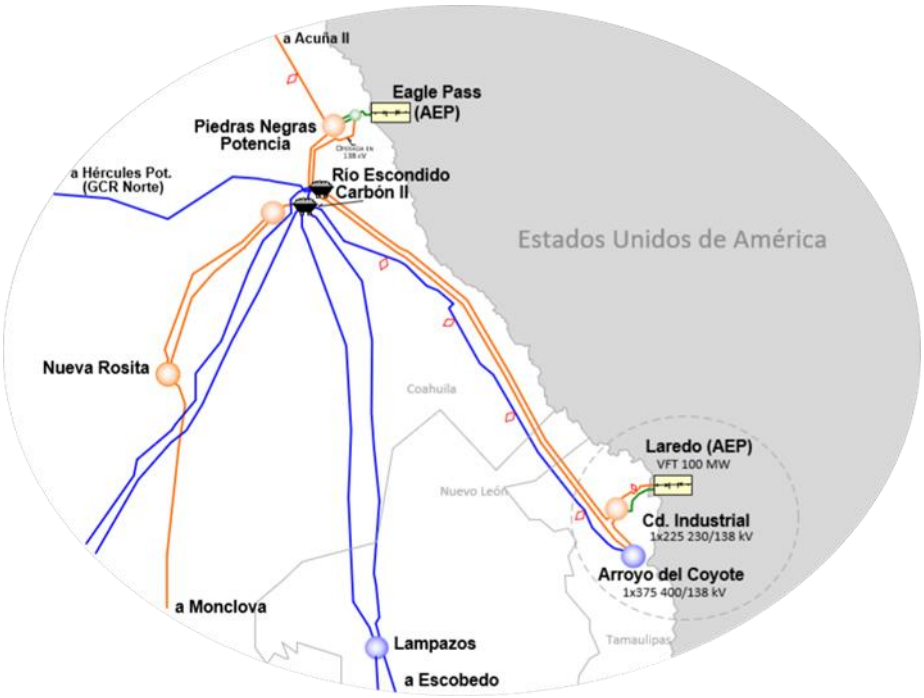
Actualmente, se tiene un Esquema de Acción Remedial (Esquema 27) para la desconexión de los transformadores 138/13.8 kV de la SE Ojo Caliente y de la SE Nuevo Laredo, que opera al tener voltajes menores a 131.1 kV. Esta condición se presenta principalmente por la contingencia de la LT Carbón Dos – Arroyo del Coyote en 400 kV o del Transformador 1 de la subestación Arroyo del Coyote (400/138 kV); por lo que la operación de este esquema garantiza que ante contingencia se tengan voltajes superiores a 0.95 pu en las Subestaciones Eléctricas de la zona y así evitar el colapso de este sistema. Esta depresión de voltaje se debe a que, al fallar la Línea de Transmisión o el Transformador indicado, la carga es alimentada principalmente por los Transformadores de 230 a 138 kV de las subestaciones Ciudad Industrial y Arroyo del Coyote (los cuales suman una capacidad de transformación de 425 MVA), con lo cual el soporte de tensión se reduce considerablemente al debilitar los puntos de inyección de energía en la zona.

No obstante, para 2025, ante las contingencias antes mencionadas, el Esquema 27 no será suficiente para tener voltajes superiores a 0.95 pu en las SE de la zona Nuevo Laredo, en condiciones de demanda de verano tanto diurna como nocturna, así como para la demanda de invierno nocturna.

Ante esta contingencia, las SE que componen la zona (19 Subestaciones Eléctricas) operarían por debajo de 0.95 pu, llegando a niveles de hasta 0.6 pu, con lo cual provocaría una condición de colapso en la zona con la afectación correspondiente de su demanda (el escenario diurno del verano 2026 pronostica una demanda de 547 MW).

Otra problemática existente, es la limitante que esto provoca en la exportación de energía por el enlace internacional Ciudad Industrial-Laredo Americano, esto derivado que ante un escenario de exportación las depresiones de voltaje ante falla ponen en riesgo la operación del sistema al abatir aún más las tensiones en la zona.

Figura 9.6.19.1. Diagrama geográfico de la zona Nuevo Laredo



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para para reforzar el soporte de tensión en la zona Nuevo Laredo; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Instalación de un Compensador Estático de VAr (CEV) de +200/-50 MVAr de capacidad, en la SE Arroyo del Coyote 138 kV, y un banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad, en la SE Falcón México.

Alternativa 2

Compensación:

- Instalación de un Compensador Estático de VAr (CEV) de +200/-50 MVAr de capacidad, en la SE Nuevo Laredo 138 kV, y un banco de capacitores de 9 MVAr de capacidad, en la SE Falcón México.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.6.19.2 y 9.6.19.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.19.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

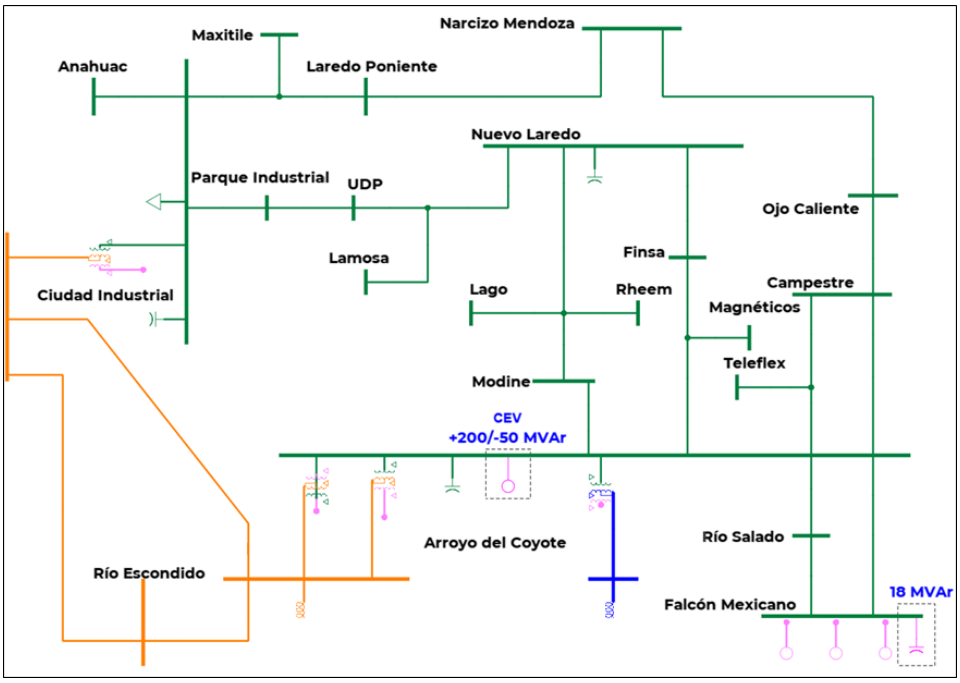
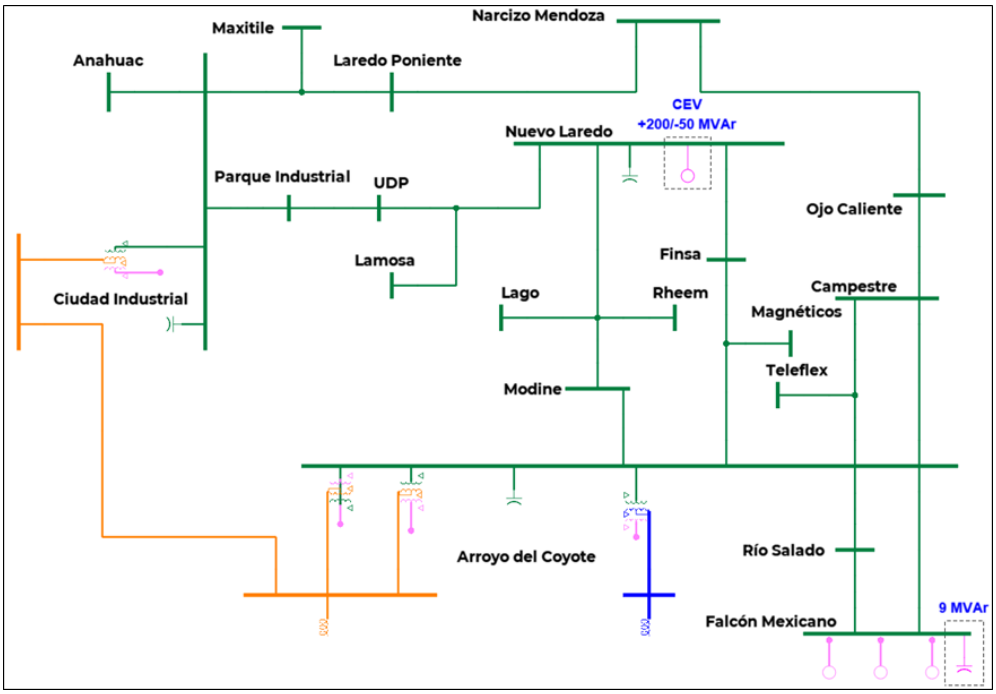


Figura 9.6.19.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **489.61 millones de pesos de 2019** (25.42 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). El proyecto considera la instalación y puesta en

servicio de los equipos de compensación.

En el cuadro 9.6.19.1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.19.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Arroyo del Coyote CEV	CEV	138	50 Ind. / 200 Cap.	abr-20	abr-25	461.250
Falcon México MVAr	Capacitor	138	18.0	abr-20	abr-25	28.360
Total			**268.0**			**489.610**

Ind. – Inductivo
Cap. – Capacitivo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **488.70 millones de pesos de 2019** (25.36 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar. El proyecto considera la instalación y puesta en servicio de los equipos de compensación.

En el cuadro 9.6.19.2 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.19.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nuevo Laredo CEV	CEV	138	50 Ind. / 200 Cap.	abr-20	abr-25	461.250
Falcon México MVAr	Capacitor	138	9.0	abr-20	abr-25	27.450
Total			**259.0**			**488.700**

Ind. – Inductivo
Cap. – Capacitivo

Indicadores técnicos y económicos.

Como se mencionó anteriormente, la alimentación de la demanda en la zona Nuevo Laredo se realiza, casi por completo, a través de las SE Arroyo del Coyote y Ciudad Industrial, por lo tanto, ante la desconexión de alguna de estas, se ve limitado el soporte de tensión a la zona.

Como se puede apreciar en la Figura 9.6.19.5, ante la pérdida de la LT Arroyo del Coyote-A3H30-Carbón Dos el perfil de voltaje en la red de 138 kV, 230 kV y 400 kV cae por debajo del 0.95 pu, lo cual es un grave problema para las cargas residenciales, comerciales e industriales de la zona.

Así, analizando los resultados de la Alternativa 1 (Figura 9.6.19.6), se presenta la condición operativa a red completa de la zona, en la cual el CEV propuesto en la SE Arroyo del Coyote está aportando 14.5 MVAr, ya que se tiene un perfil muy cercano al nominal (1.00 pu) en dicha subestación.

Posteriormente, en la Figura 9.6.19.7 se muestra la condición post-contingencia, en la cual se tiene la pérdida de la LT Arroyo del Coyote-A3H30-Carbón Dos. Ante tal evento, el CEV realiza una aportación de 159 MVAr para mantener un perfil de tensión en la red de la zona, superior al 0.95 pu y muy cercano al valor nominal.

Por otra parte, en la Figura 9.6.19.8 se ilustra la Alternativa 2, en la cual se propone instalar un CEV en la SE Nuevo Laredo. El cual tiene un aporte de 32.5

MVAr para el mismo escenario analizado.

Una vez ocurrida la contingencia de la LT Arroyo del Coyote-A3H30-Carbón Dos el CEV incrementa su aportación hasta un valor de 160.2 MVAr, con lo cual el perfil de tensión en las subestaciones eléctricas de la zona se mantiene muy cercano al nominal.

En ambos casos, se tiene una aportación similar de potencia reactiva ante la contingencia mencionada, por lo cual se podría pensar que no es significativa la localización del compensador, no obstante, en la siguiente sección se puede ver que la ubicación de este tiene un impacto importante en cuanto a las demandas de saturación se refiere. Lo cual impacta directamente el beneficio-costo de cada una de las alternativas propuestas.

Figura 9.6.19.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Nuevo Laredo en 2025 (sin Proyecto)

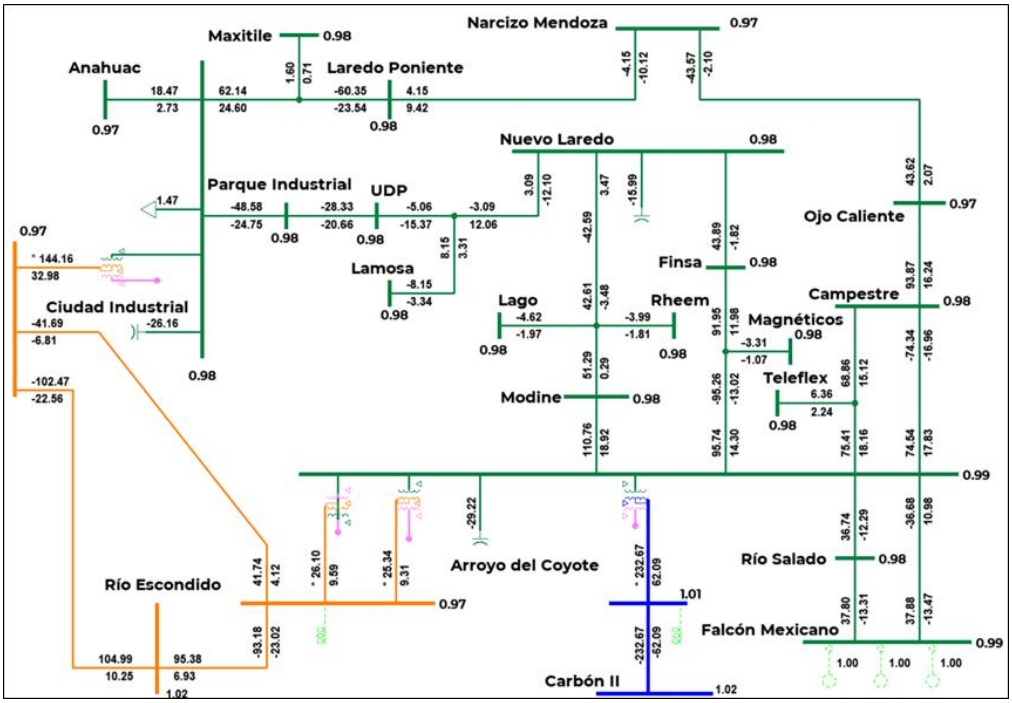


Figura 9.6.19.5. Condiciones operativas post-contingencia de la Zona Nuevo Laredo en 2025 (sin Proyecto)

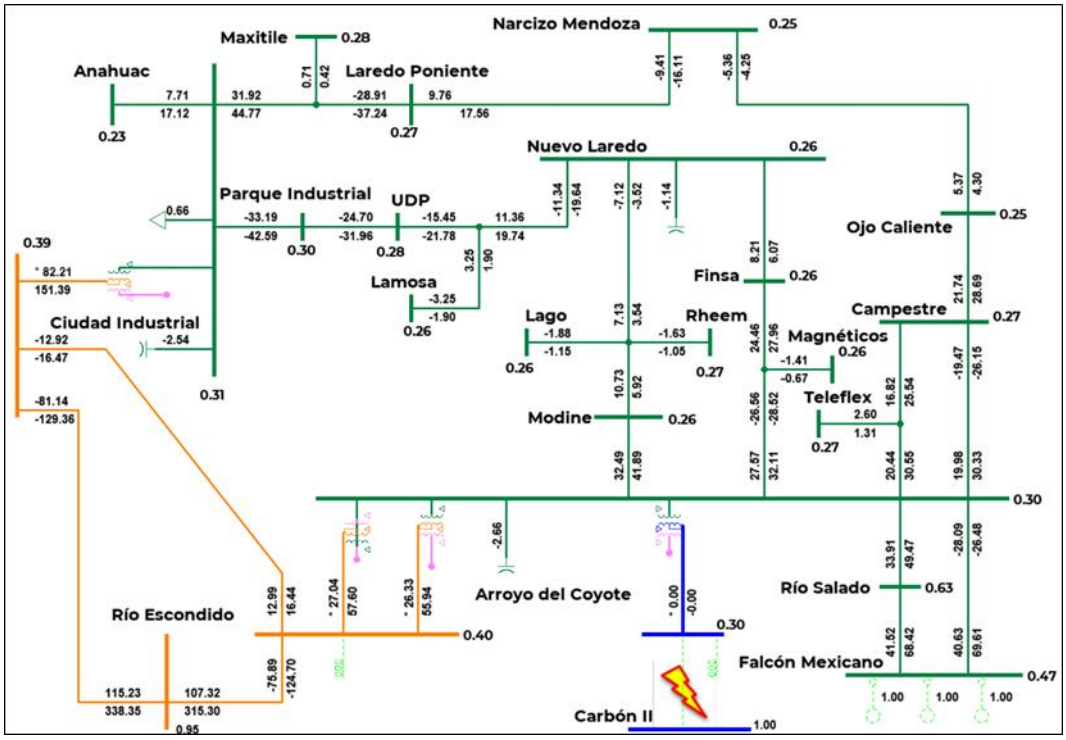


Figura 9.6.19.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Nuevo Laredo en 2025 (Alternativa 1)

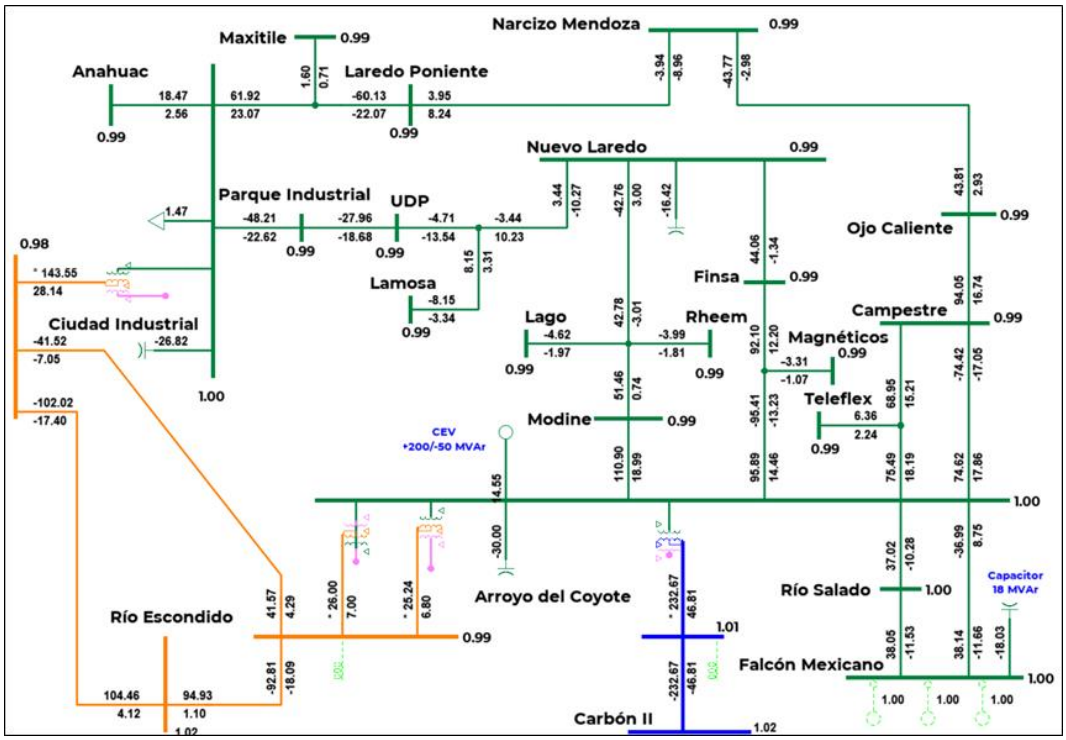


Figura 9.6.19.7. Condiciones operativas post-contingencia de la Zona Nuevo Laredo en 2025 (Alternativa 1)

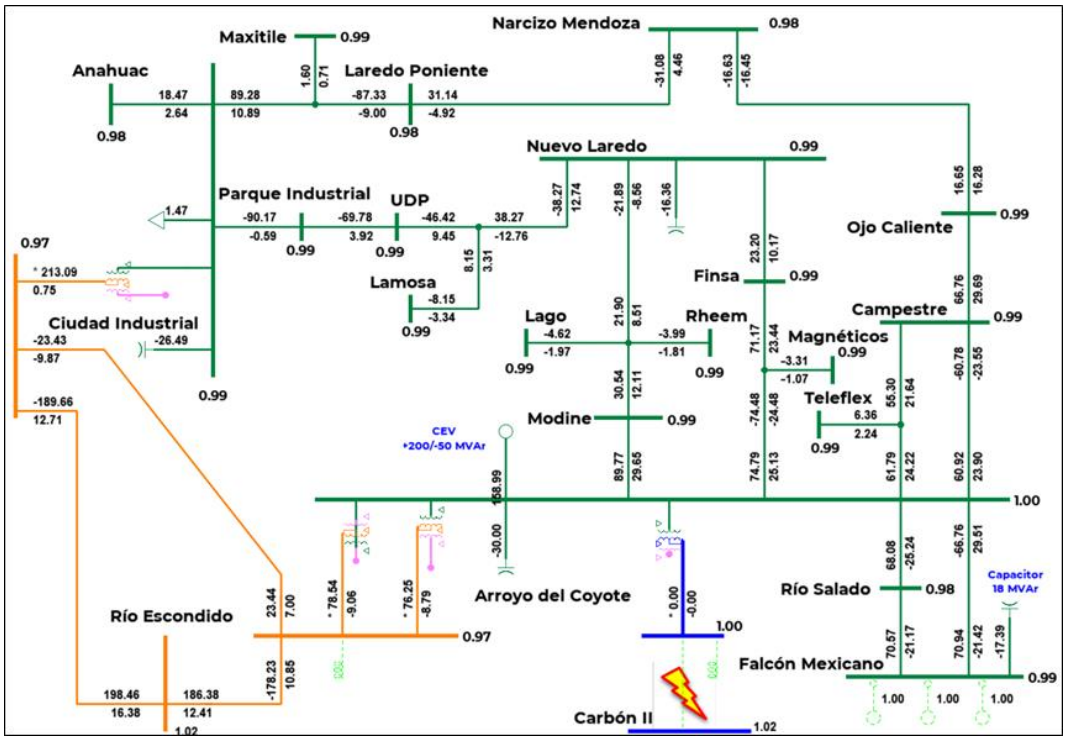


Figura 9.6.19.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Nuevo Laredo en 2025 (Alternativa 2)

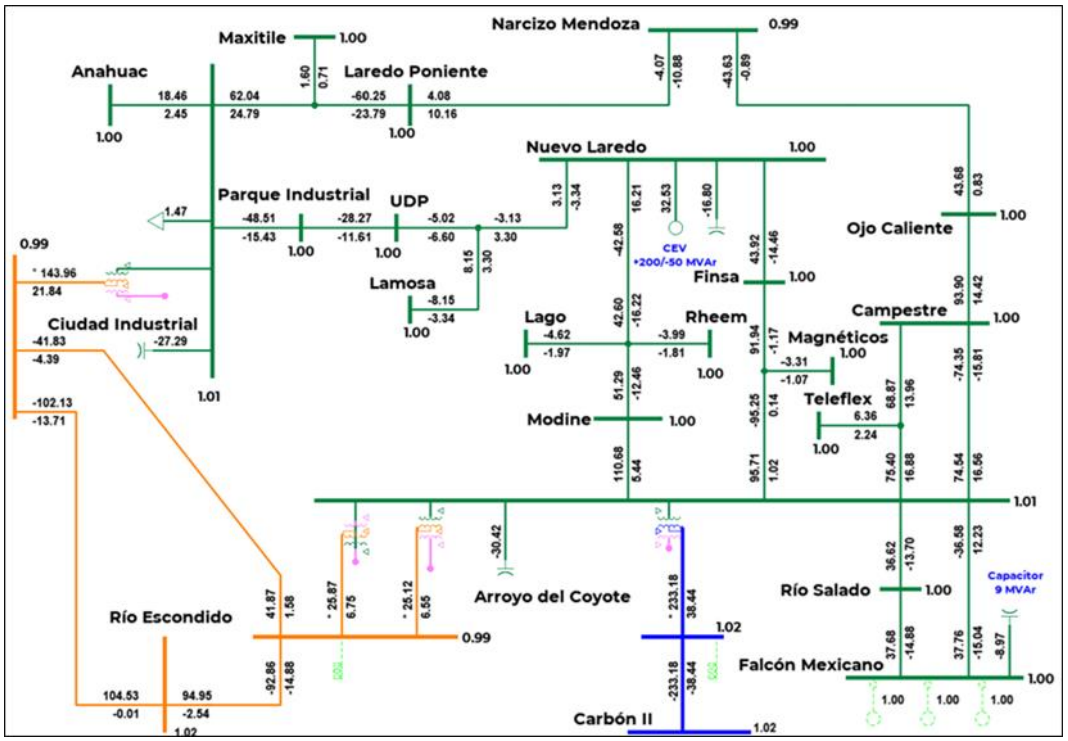
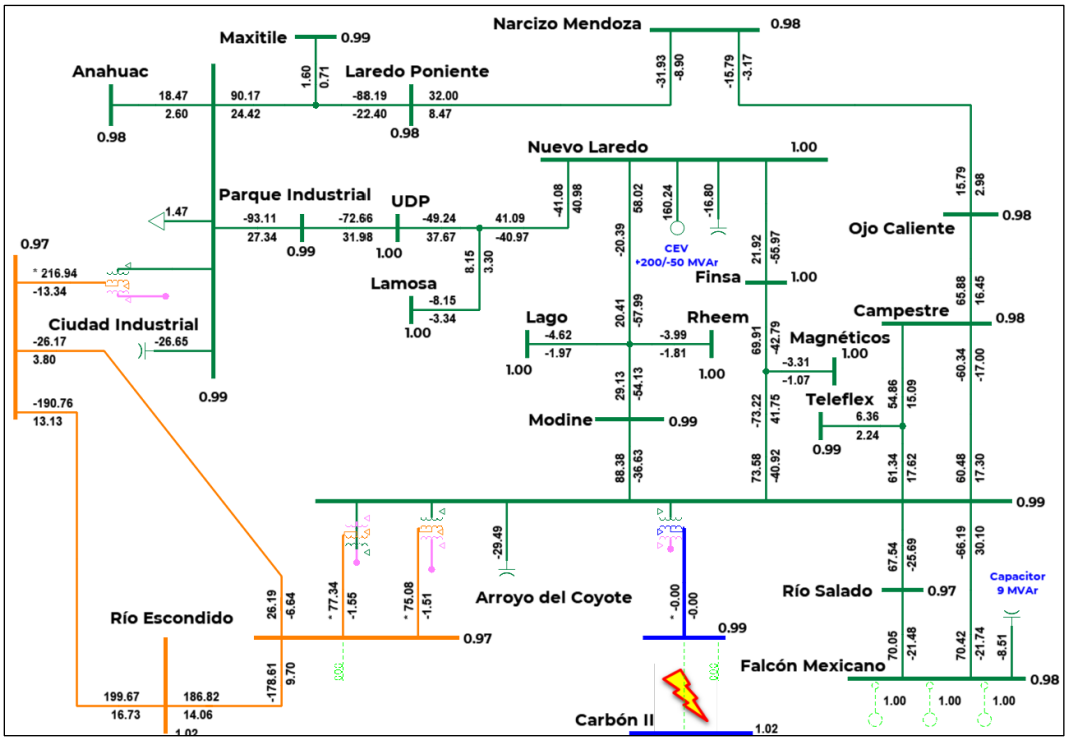


Figura 9.6.19.9. Condiciones operativas post-contingencia de la Zona Nuevo Laredo en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.19.3 y 9.6.19.4 se presentan los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas de los proyectos para la Alternativa 1 y Alternativa 2, respectivamente, donde se observan mayores lo indicadores de: beneficio costo, beneficio neto y beneficios totales para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.19.3. 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
259.15	180.43	1,388.08	695.32	401.71	692.76	1.72

Cuadro 9.6.19.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

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
259.15	168.51	1771.69	970.84	400.97	800.85	2.00

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.19.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de la zona Nuevo Laredo, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación a red completa. Cabe resaltar que ambas alternativas presentan una misma demanda de saturación ante contingencia sencilla. En cuanto a la Alternativa 2, el espacio en la SE Nuevo Laredo se considera suficiente para la instalación del CEV; sin embargo, en caso de que se presente alguna restricción por falta de espacio, se podría considerar la instalación de un STATCOM en su lugar y el proyecto seguiría siendo rentable.

Cuadro 9.6.19.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	585 MW	385 MW
Alternativa 1	730 MW	590 MW
Alternativa 2	757 MW	590 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.19.6 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 2 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo.

Cuadro 9.6.19.6. 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^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	489.61	488.70
Relación Beneficio/Costo	1.72	2.00

P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

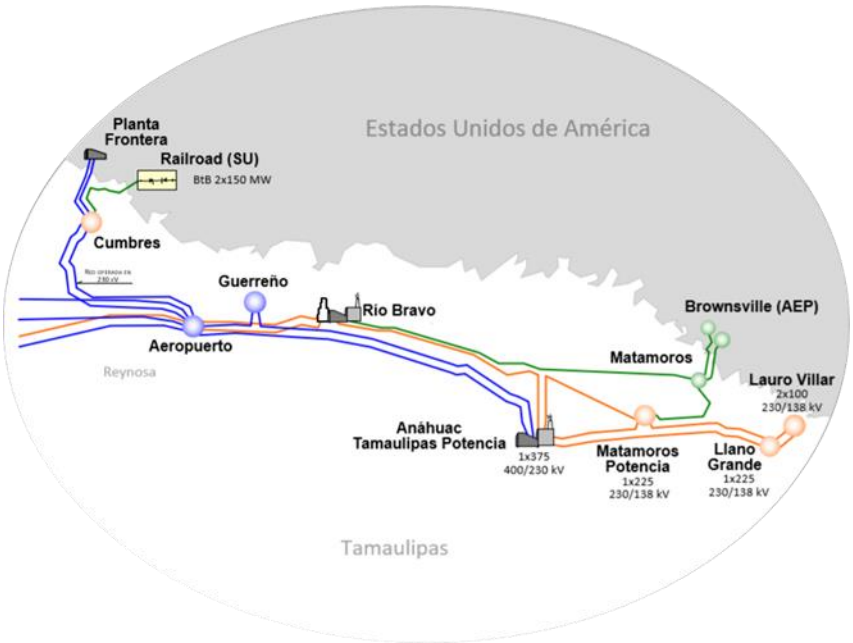
Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica para la zona Matamoros se da a través de una red de transmisión en 230 kV longitudinal que corre a lo largo de la región sur de la ciudad de Matamoros, desde la SE Río Bravo hasta la SE Lauro Villar, pasando por las SE Anáhuac Tamaulipas Potencia, Matamoros Potencia y Llano Grande. En ellas se cuenta con elementos de transformación 230/138 kV que interactúan de forma directa para dar suministro la demanda de la zona de Distribución Matamoros.

Actualmente la zona Matamoros se alimenta a través de dos transformadores 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 Río Bravo. Lo anterior provoca que ante la indisponibilidad de un elemento de los mencionados (principalmente un elemento de transformación), la capacidad de los transformadores 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 el escenario de verano del año 2026, la falla del transformador de la SE Llano Grande ocasione una sobrecarga en el transformador de la SE Matamoros Potencia; así como en los dos transformadores 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.

Figura 9.6.20.1. Diagrama geográfico de la Zona Matamoros



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2023, se han identificado dos alternativas para para reforzar la red eléctrica en 230 kV y estar en condiciones de atender el crecimiento de la demanda de la zona Matamoros; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Transformador de potencia de 230/138 kV con una capacidad de 225 MVA en la SE Matamoros Potencia.

Transmisión:

- Tendido del segundo circuito de la LT Matamoros Potencia – Matamoros, con una longitud de 14 km. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 138 kV, uno en cada Subestación Eléctrica.
- Línea de transmisión de un circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 138 kV para conectar las SE Matamoros Potencia y Lauro Villar. La longitud de este circuito es de 24 km. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 138 kV, uno en cada Subestación Eléctrica.

Compensación:

- Banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad en la SE Valle Hermoso.

Alternativa 2

Transformación:

- Transformador de potencia de 230/138 kV con una capacidad de 225 MVA, conformado por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada uno (incluye fase de reserva), en la SE Matamoros.

Transmisión:

- Línea de transmisión de doble circuito calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Matamoros Potencia – Anáhuac Tamaulipas Potencia en la SE Matamoros. La longitud de este doble circuito es de 14 km. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 230 kV en la SE Matamoros.

Compensación:

- Banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad en la SE Valle Hermoso.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En las figuras 9.6.20.2 y 9.6.20.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.20.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

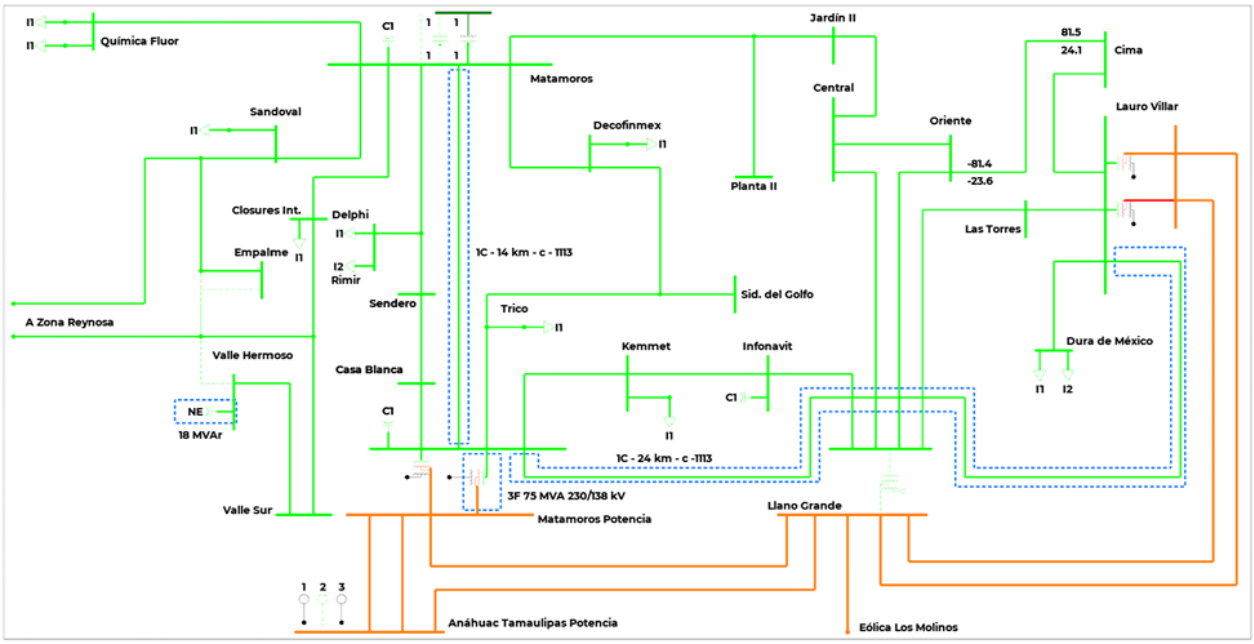
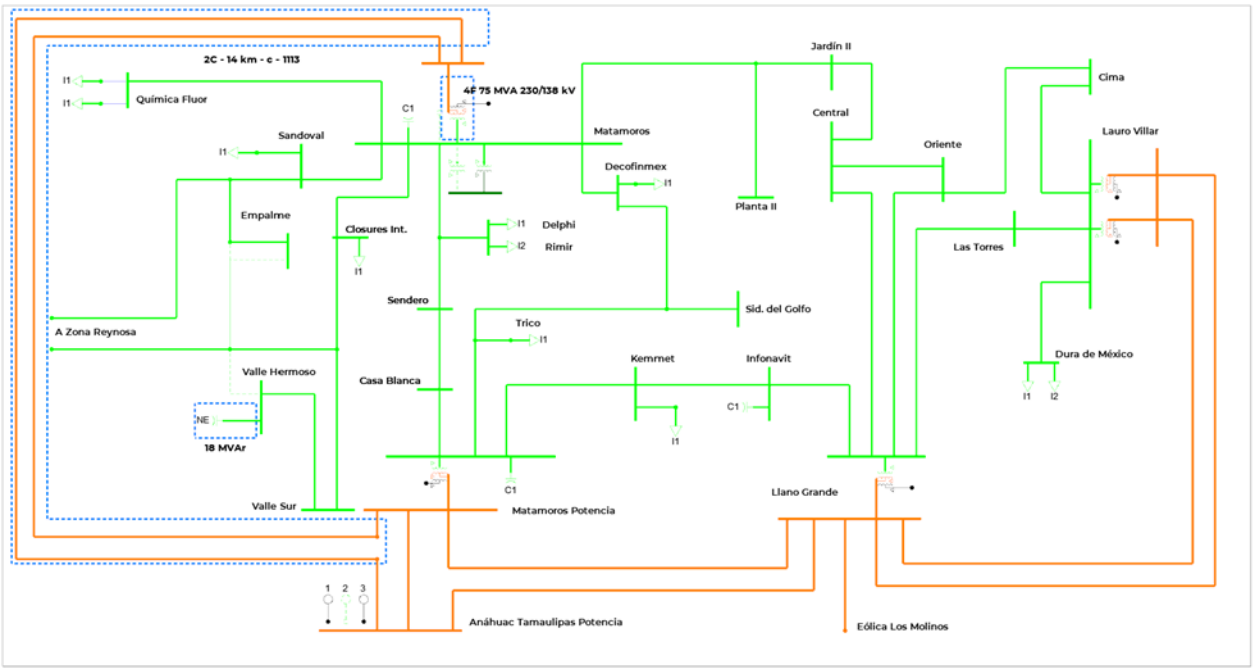


Figura 9.6.20.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **372.75 millones de pesos de 2019** (19.35 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 38 km-c de línea de transmisión, 225 MVA de capacidad de transformación 230/138 kV y 18 MVAr de compensación reactiva capacitiva. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de las LT entre las SE

Matamoros Potencia, Matamoros y Lauro Villar.

Los cuadros 9.6.20.1 a 9.6.20.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.20.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	abr-24	145.386
Total			**225.0**				**145.386**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.20.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros Potencia – Matamoros / 1	138	2	14.0	abr-23	abr-24	22.161
Matamoros Potencia – Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	abr-24	87.930
Total			**38.0**			**110.091**

1/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.6.20.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle Hermoso MVAr	Capacitor	138	18.0	abr-23	abr-24	28.363
Total			**18.0**			**28.363**

Cuadro 9.6.20.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros	Alimentador Ampliación	1	138	abr-23	abr-24	22.229
Matamoros Potencia	Alimentador Ampliación	2	138	abr-23	abr-24	44.458
Lauro Villar	Alimentador Ampliación	1	138	abr-23	abr-24	22.229
Total						**88.916**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **394.815 millones de pesos de 2019** (20.50 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de 28 km-c de línea de transmisión en 138 kV, 300 MVA de transformación 230/138 kV (incluyendo fase de reserva), 18 MVAr de compensación reactiva capacitiva y dos alimentadores en 230 kV.

El cuadro 9.6.20.5 a 9.6.20.8 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.20.5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros Banco 1	4	AT	300.0	230/138	abr-23	abr-24	192.705
Total			**300.0**				**192.705**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.20.6. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros entronque Anáhuac Tamaulipas Potencia – Matamoros Potencia	230	2	28.0	abr-23	abr-24	103.330
Total			**28.0**			**103.330**

Cuadro 9.6.20.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle Hermoso MVAr	Capacitor	138	18.0	abr-23	abr-24	28.363
Total			**18.0**			**28.363**

Cuadro 9.6.20.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Matamoros	Alimentador Ampliación	2	230	abr-23	abr-24	70.409
Total						**70.409**

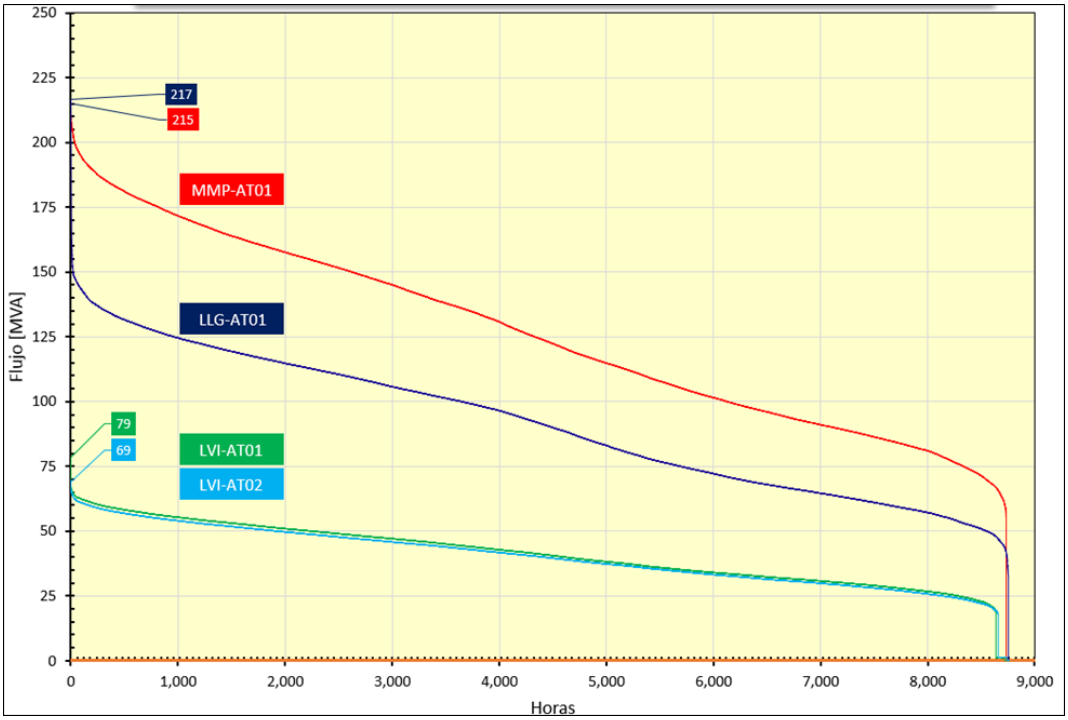
Indicadores técnicos y económicos.

La capacidad de transformación de la zona Matamoros está compuesta de las SE de Matamoros Potencia, Llano Grande y Lauro Villar. Sin embargo, las SE Matamoros Potencia y Llano Grande son las que toman la mayor parte de la carga en la zona, con valores que han llegado a superar el 95% de su capacidad nominal. Estos niveles de cargabilidad seguirán con su tendencia en aumento conforme lo indica el pronóstico de la demanda, situación que irá comprometiendo la seguridad y Confiabilidad del suministro.

En la figura 9.6.20.4 se muestran las curvas de duración de carga del año 2019 para los transformadores de potencia de la zona Matamoros. Se puede observar que se han presentado condiciones operativas de alta cargabilidad, ante las cuales la pérdida de cualquier elemento de transformación representaría un incremento en la carga de los bancos restantes, ocasionando la sobrecarga de los equipos. En este caso, resulta el transformador de la SE Matamoros Potencia el más afectado, causando la necesidad de implementar un esquema de acción remedial (disparo automático de carga) en caso de no proporcionar refuerzos a la red eléctrica.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad del suministro de la carga conectada en la zona Matamoros. Se puede observar un comportamiento distinto entre ellas, pero se verifica que ambas cumplan los criterios de planeación definidos en el Código de Red.

Figura 9.6.20.4. Curva de cargabilidad del año 2019 de los transformadores de potencia que alimentan a la zona de distribución de Matamoros



Sin el proyecto, en la figura 9.6.20.5, se muestran las condiciones operativas esperadas para el verano de 2023 en la demanda máxima coincidente de zona.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro.

En la figura 9.6.20.6 se muestra la contingencia del transformador de Llano Grande de 230 kV, resultando en la sobrecarga de los transformadores de Matamoros Potencia y Lauro Villar.

En las figuras 9.6.20.7 a 9.6.20.10 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se puede observar que la peor contingencia para ambas es la falla del banco de SE Matamoros Potencia, no obstante, los voltajes en todas las Subestaciones Eléctricas del área de influencia son superiores a 0.95 pu.

Figura 9.6.20.5. Condiciones operativas pre-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs. (sin Proyecto)

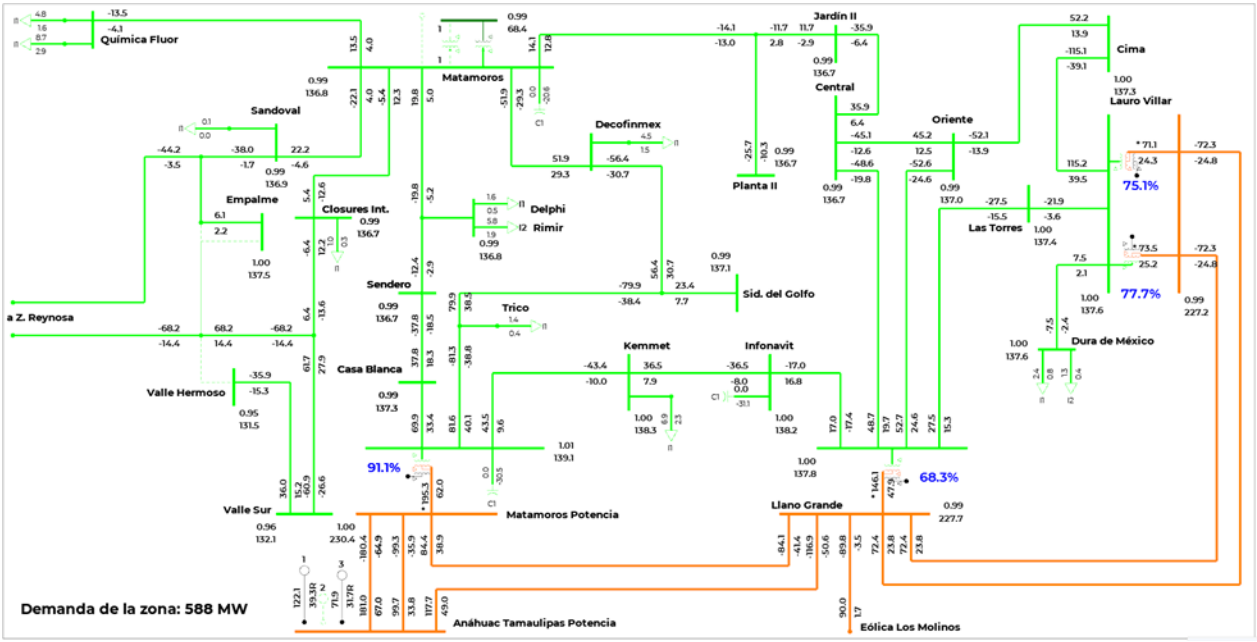


Figura 9.6.20.6. Condiciones operativas post-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs (sin Proyecto)

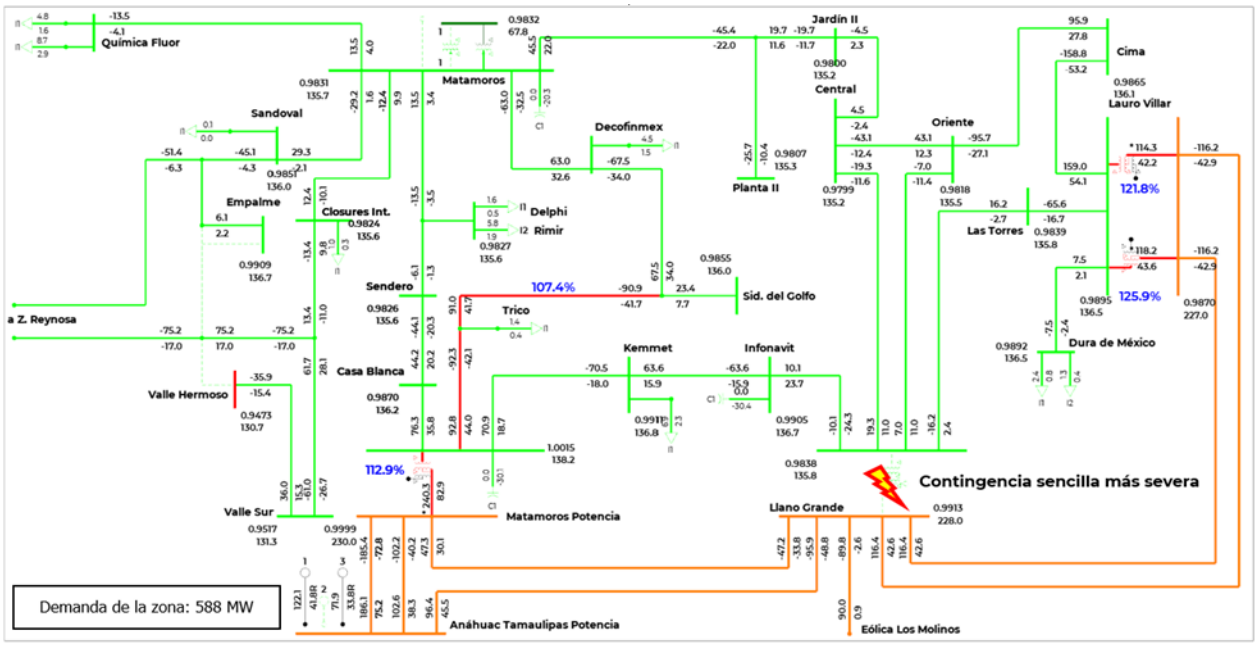


Figura 9.6.20.7. Condiciones operativas pre-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs. (con Alternativa 1)

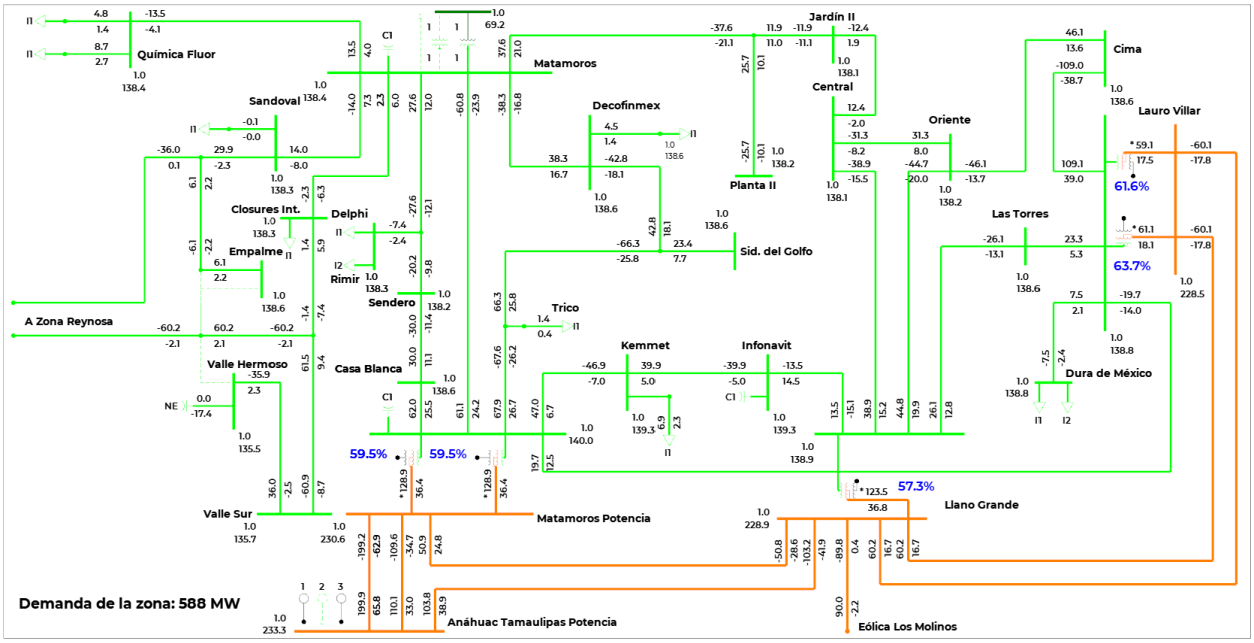


Figura 9.6.20.8. Condiciones operativas post-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs. (con Alternativa 1)

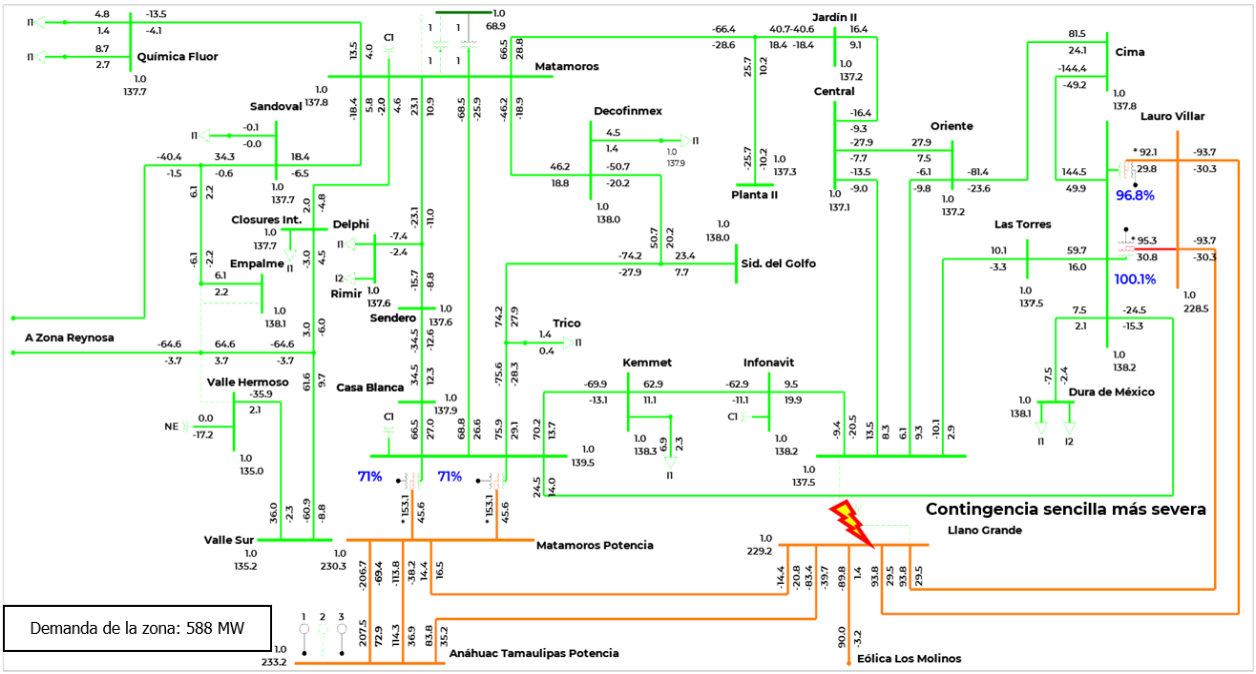


Figura 9.6.20.9. Condiciones operativas pre-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs (con Alternativa 2)

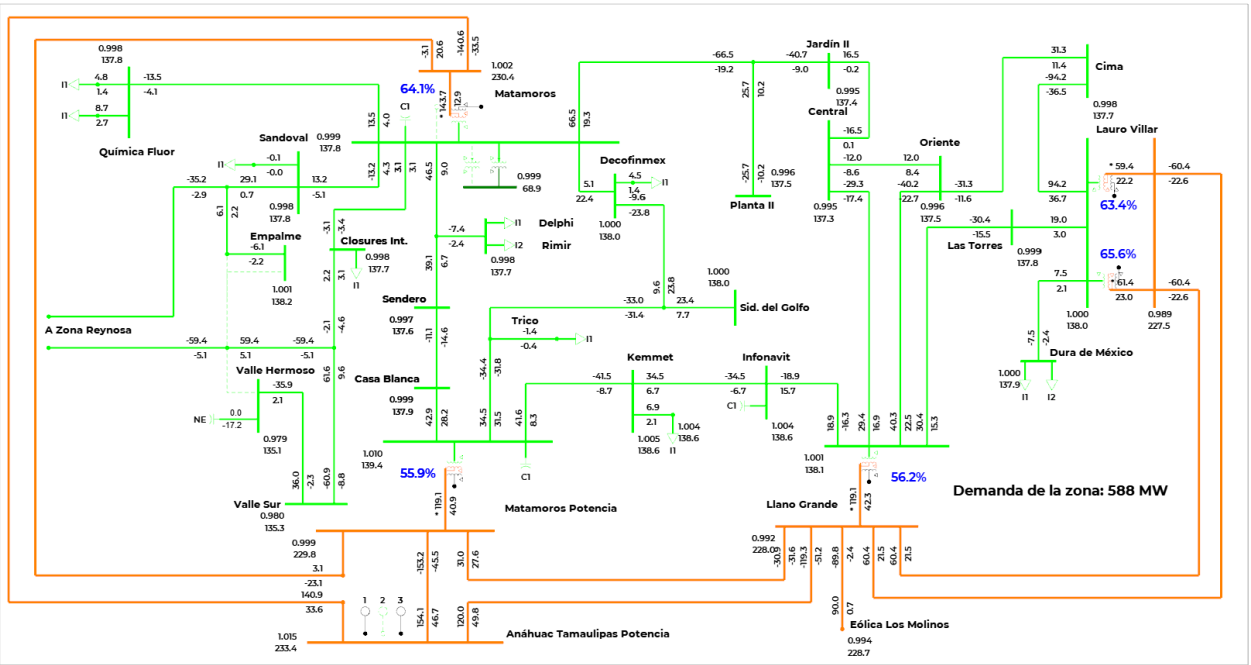
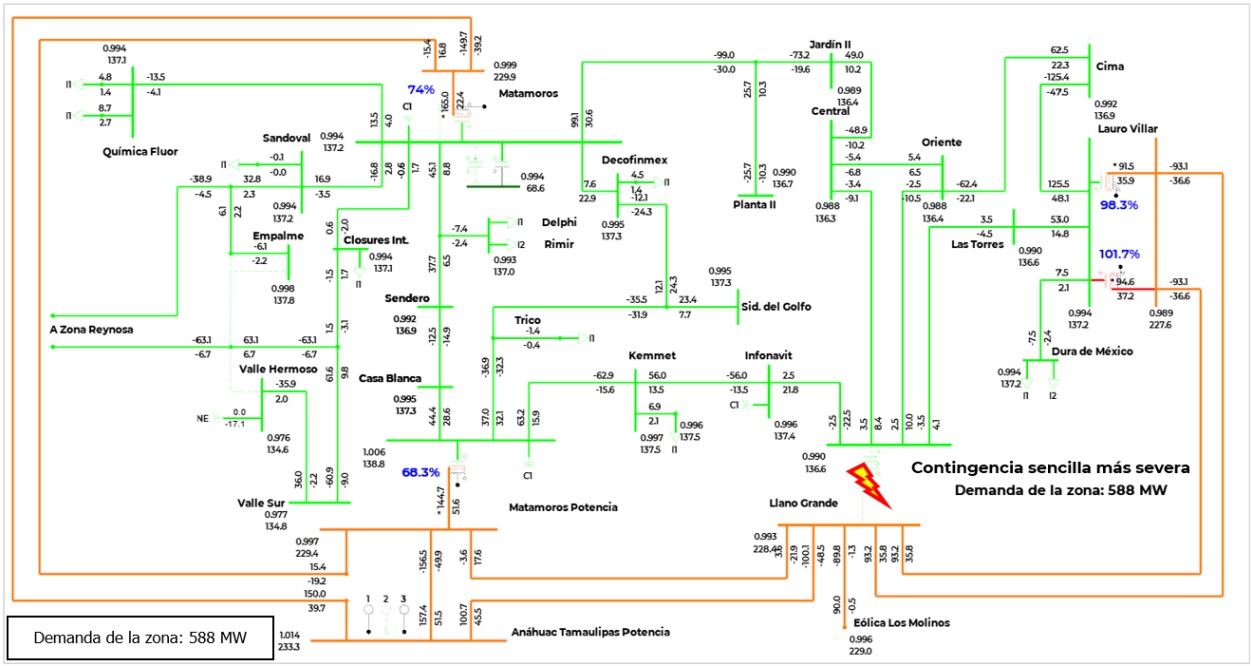


Figura 9.6.20.10. Condiciones operativas post-contingencia, del escenario de verano de 2024 a las 23:00 hs (con Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.20.9 y 9.6.20.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.20.9. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
71.04	77.56	1,621.99	1,052.80	309.94	569.19	1.84

Cuadro 9.6.20.10. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
76.96	75.84	1,374.58	879.05	331.14	495.53	1.50

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.20.11 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una que ambas alternativas presentan valores de saturación muy parecidos, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos.

Cuadro 9.6.20.11. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	609 MW	609 MW
Alternativa 1	772 MW	719 MW
Alternativa 2	758 MW	706 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Finalmente, en el cuadro 9.6.20.12 se 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 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 Matamoros.

Cuadro 9.6.20.12. 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	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	372.750	394.815
Relación Beneficio/Costo	1.84	1.50

Gerencia de Control Regional Peninsular

P20-PE1 Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán

Diagnóstico operativo.

El corredor industrial Mérida – Umán es actualmente suministrado por los bancos de transformación 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.

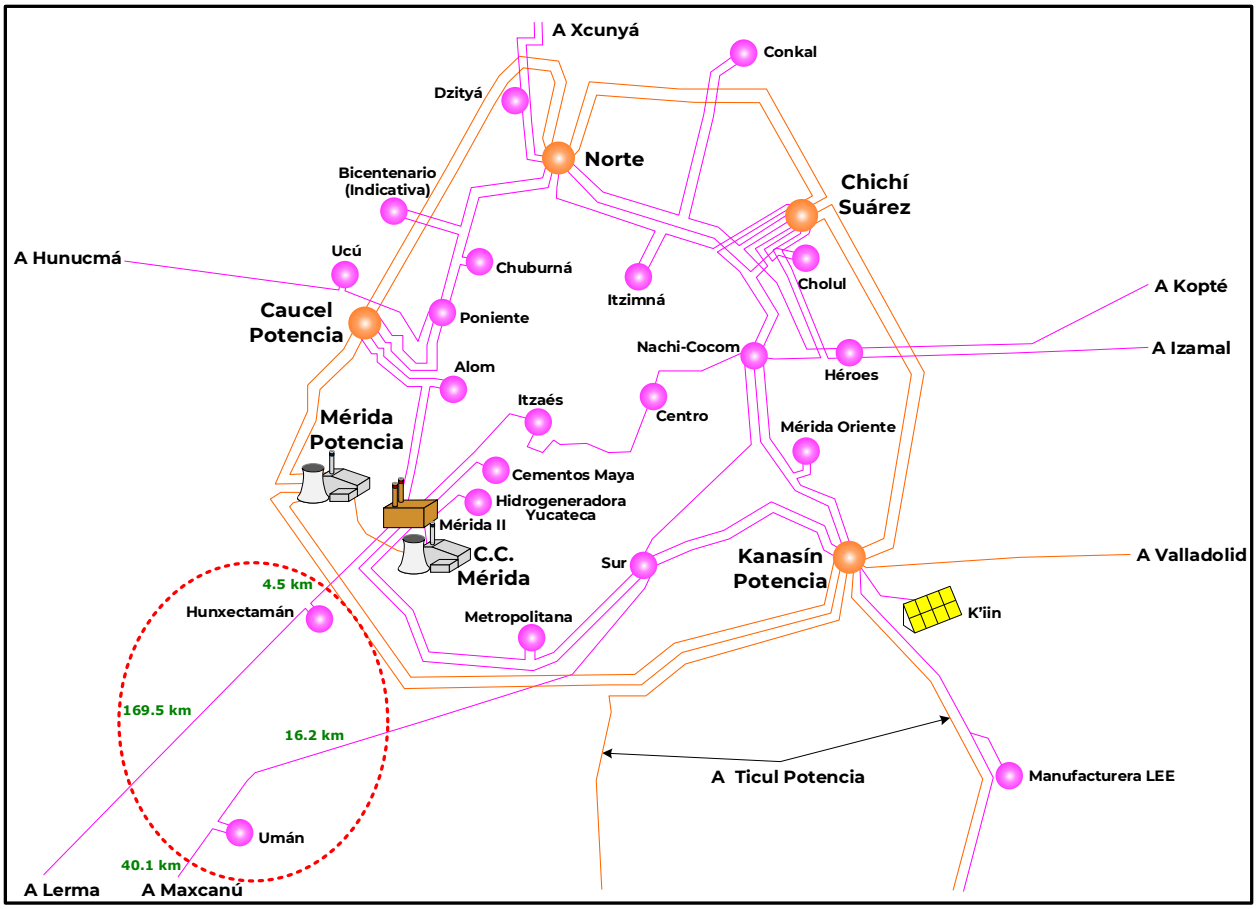
No obstante, el pronóstico de crecimiento de la demanda, para este ejercicio de planeación, tiene un aumento significativo en la carga para los próximos 3 años de estas Subestaciones Eléctricas debido a nuevos Centros de Carga que han solicitado su conexión a las RGD, lo cual produce la necesidad de tener nueva infraestructura de transmisión para poder atender la demanda futura de este polo de desarrollo.

Actualmente, debido a la topología eléctrica de la SE Umán, la contingencia sencilla de la LT Sur – Umán provocará voltajes inferiores a 0.95 pu (límite definido por Código de Red) en esta Subestación Eléctrica a partir de demandas superiores a 25 MW. Lo anterior se debe a que, en esta condición, la carga queda alimentada desde la SE Ticul Potencia a 88.9 km de distancia; pasando por la SE Maxcanú. Con la entrada del segundo banco de transformación se reducirá la impedancia de la red eléctrica por lo que no se tendrían problemáticas con demandas menores a 29 MW considerando un factor de potencia de la carga de al menos 0.95 en atraso.

Una situación similar se presentaría en la SE Hunxectamán, en donde la contingencia sencilla de la LT Mérida II - Hunxectamán produciría voltajes inferiores a 0.95 pu en esta Subestación Eléctrica. En esta condición, la carga quedaría alimentada desde la SE Lerma a 169.5 km de distancia.

En la figura 9.6.21.1 se muestra geográficamente la Zona Mérida; remarcando el área de influencia.

Figura 9.6.21.1. Diagrama geográfico de la Zona Mérida en 2025



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica en 115 kV para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida – Umán; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Entronque de la LT Lerma – Hunxectamán en la SE Umán con una longitud de 4.3 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas en la SE Umán.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Umán – Hunxectamán con una longitud de 11.7 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de la nueva línea en las SE Umán y Hunxectamán.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.6.21.2 y 9.6.21.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.21.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

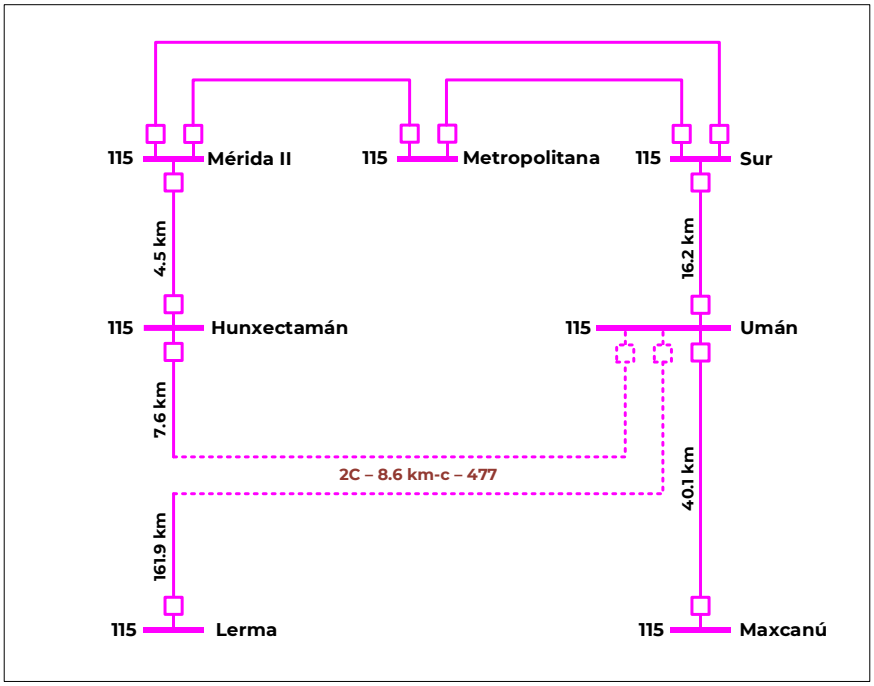
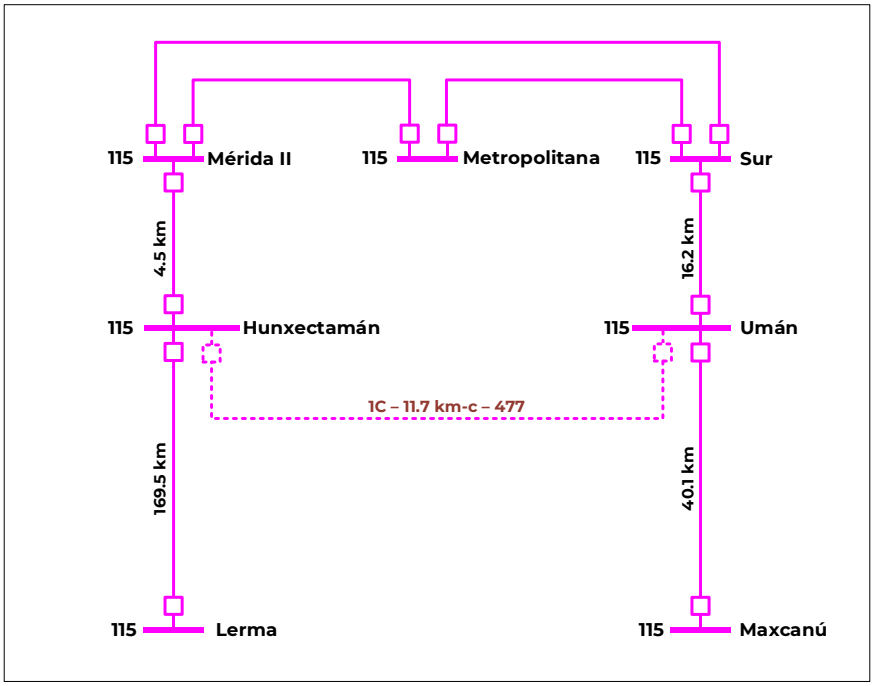


Figura 9.6.21.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **58.6 millones de pesos de 2019** (3.04 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 8.6 km-c de línea de transmisión. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de las líneas de transmisión en la SE Umán.

Los cuadros 9.6.21.1 y 9.6.21.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.21.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Umán entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	8.6	abr-20	abr-25	15.9
Total			**8.6**			**15.9**

Cuadro 9.6.21.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Umán	Alimentador Ampliación	2	115	abr-20	abr-25	42.7
Total						**42.7**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **73.3 millones de pesos de 2019** (3.81 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 11.7 km-c de línea de transmisión. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de la línea de transmisión en las SE Umán y Hunxectamán.

Los cuadros 9.6.21.3 y 9.6.21.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.21.3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Umán - Hunxectamán	115	1	11.7	abr-20	abr-25	30.6
Total			**11.7**			**30.6**

Cuadro 9.6.21.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Umán	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	21.3
Hunxectamán	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	21.3
Total						**42.7**

Indicadores técnicos y económicos.

La limitante en las SE Umán y Hunxectamán es por estabilidad de voltaje. Por tanto, en las figuras 9.6.21.4 y 9.6.21.5 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1. Se observa que a partir de 2020 se podría operar con voltajes inferiores a 0.95 pu ante contingencia de la LT Sur - Umán.

De igual forma, a partir de la entrada de la SE Hunxectamán en 2021 se pudieran presentar voltajes inferiores a 0.95 pu ante la falla de la LT Mérida II - Hunxectamán.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro del corredor industrial Mérida – Umán. En las figuras 9.6.21.6 y 9.6.21.7 se muestran las curvas características P-V considerando ambas alternativas. Se puede observar un comportamiento muy similar entre ellas, en donde es posible suministrar la demanda pronosticada en las SE Umán y Hunxectamán a largo plazo. Lo anterior se debe a que, con cualquiera de las contingencias antes mencionadas, la distancia eléctrica entre la fuente y la carga es mucho menor que con la topología actual.

Figura 9.6.21.4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Sur – Umán – Maxcanú (Sin Proyecto)

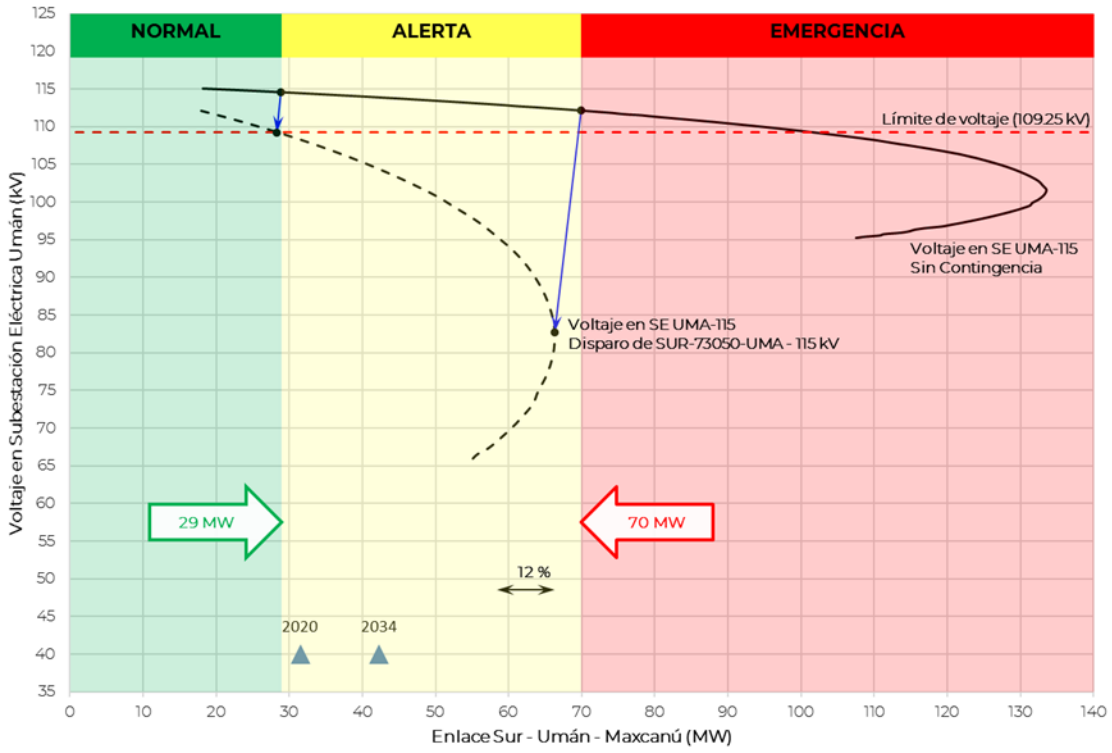


Figura 9.6.21.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Mérida II – Hunxectamán – Lerma (Sin Proyecto)

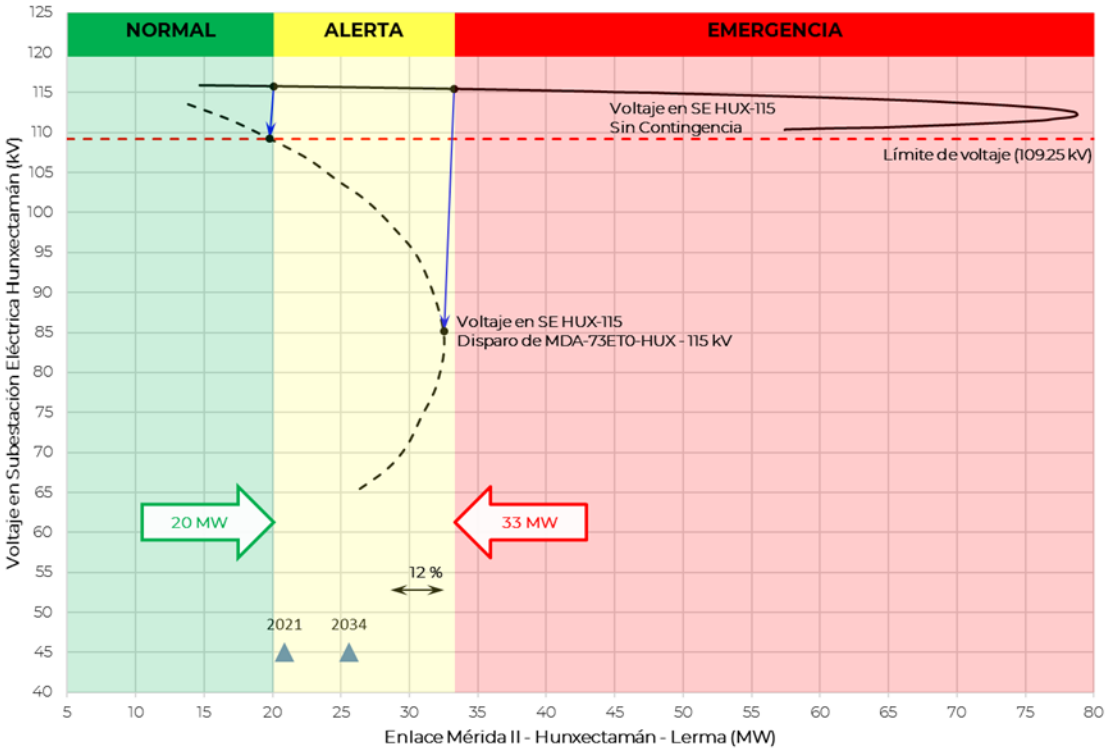


Figura 9.6.21.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Sur – Umán, Mérida II – Hunxectamán, Lerma – Umán y Maxcanú – Umán (Alternativa 1)

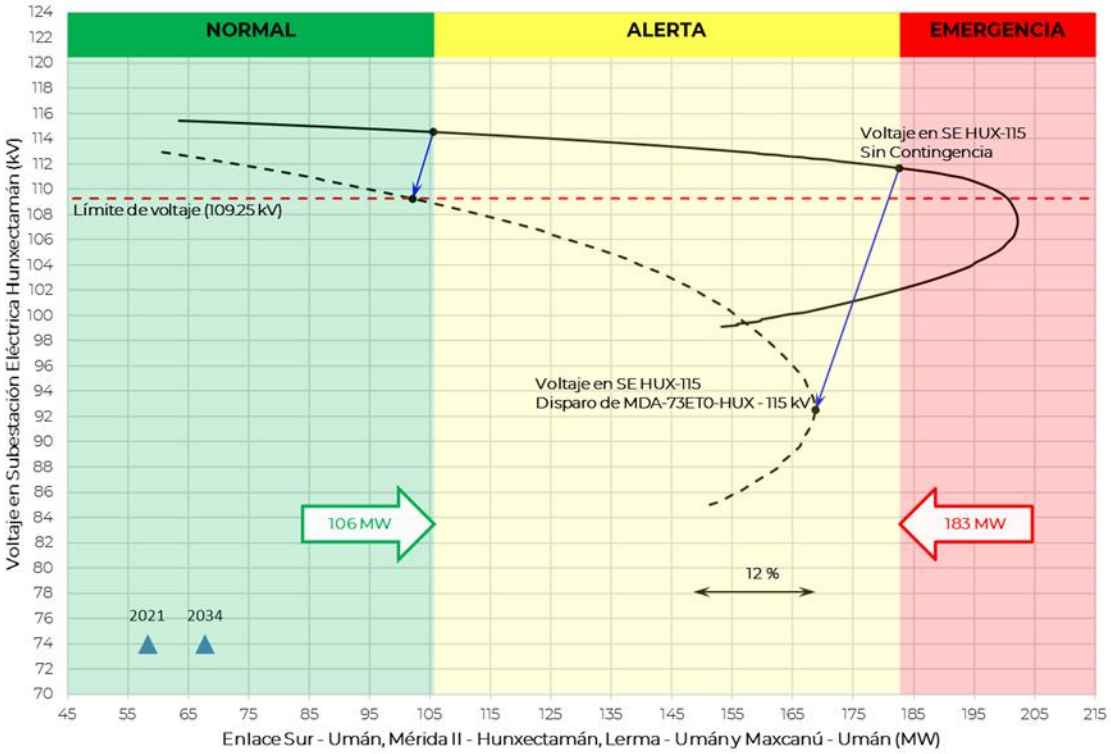
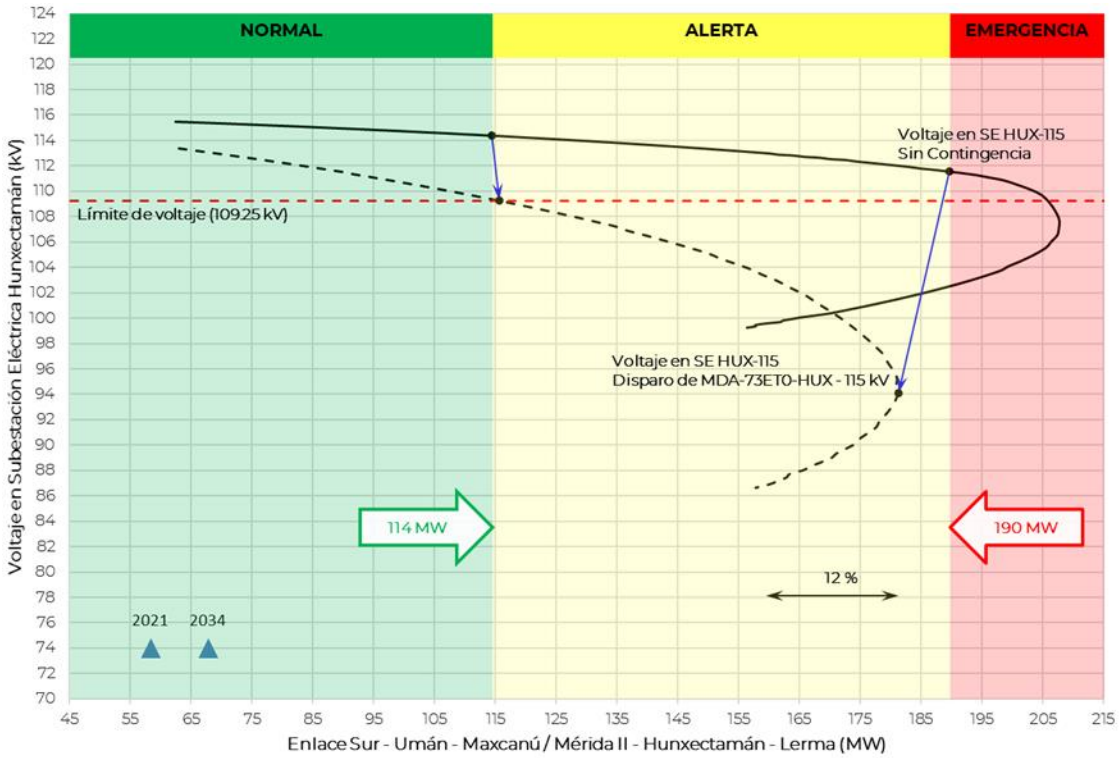


Figura 9.6.21.7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Sur – Umán – Maxcanú / Mérida II – Hunxectamán – Lerma (Alternativa 2)



Sin el proyecto, en la figura 9.6.21.8, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2025 en la red de transmisión del corredor industrial Mérida – Umán.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, se estaría en estado operativo de alerta previendo las contingencias de las LT Sur – Umán y Mérida II – Hunxectamán.

En las figuras 9.6.21.9 y 9.6.21.10 se muestra las contingencias antes mencionadas en donde las SE Umán y Hunxectamán operarían con voltajes de 105.2 kV (0.915 pu), respectivamente ante contingencia.

En las figuras 9.6.21.11 a 9.6.21.14 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas en donde se puede observar que la peor contingencia es la falla de la LT Mérida II – Hunxectamán, no obstante, los voltajes en todas las Subestaciones Eléctricas del área de influencia son superiores a 0.98 pu.

Figura 9.6.21.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Sin Proyecto)

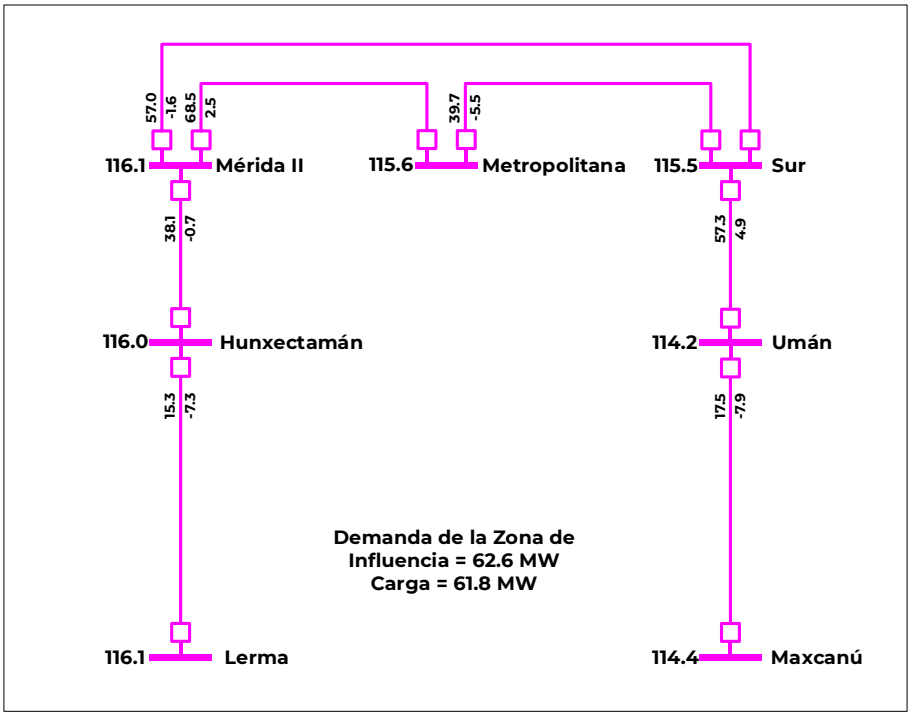


Figura 9.6.21.9. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Sur – Umán previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Sin Proyecto)

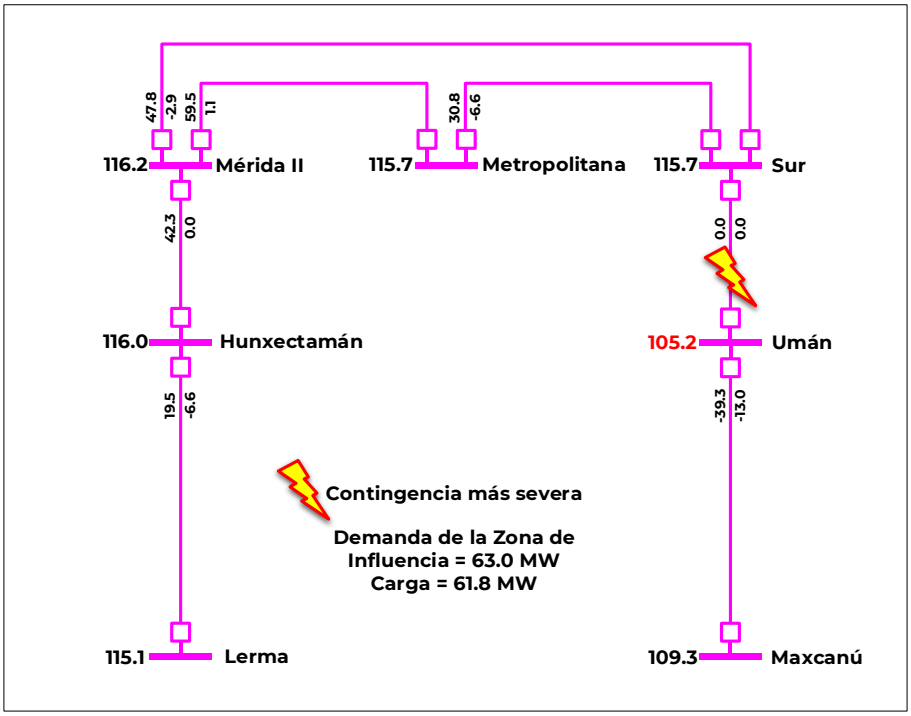


Figura 9.6.21.10. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mérida II – Hunxectamán previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Sin Proyecto)

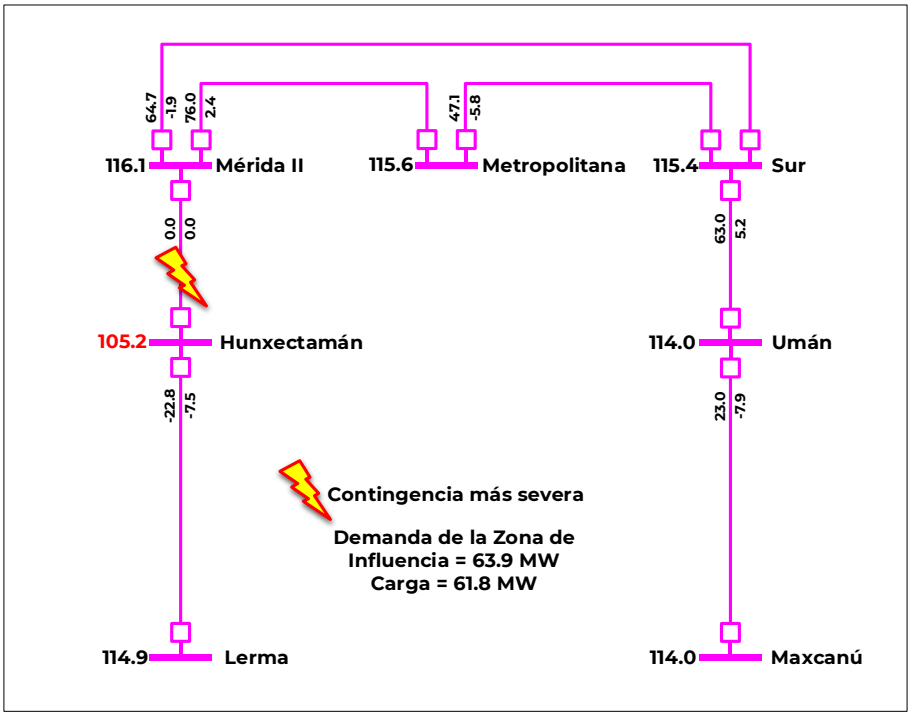


Figura 9.6.21.11. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Alternativa 1)

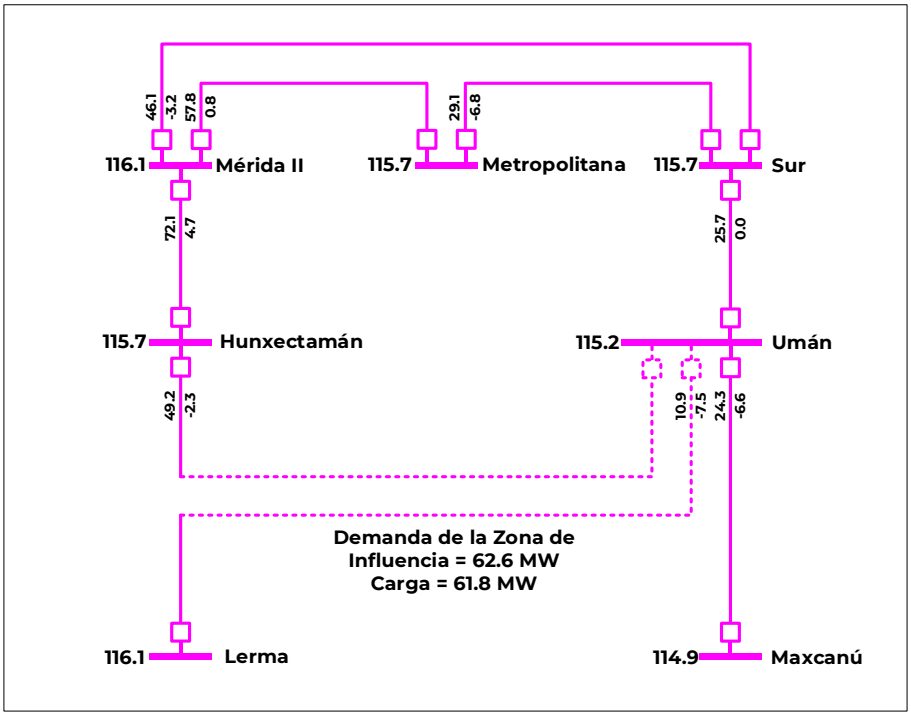


Figura 9.6.21.12. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mérida II – Hunxectamán previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Alternativa 1)

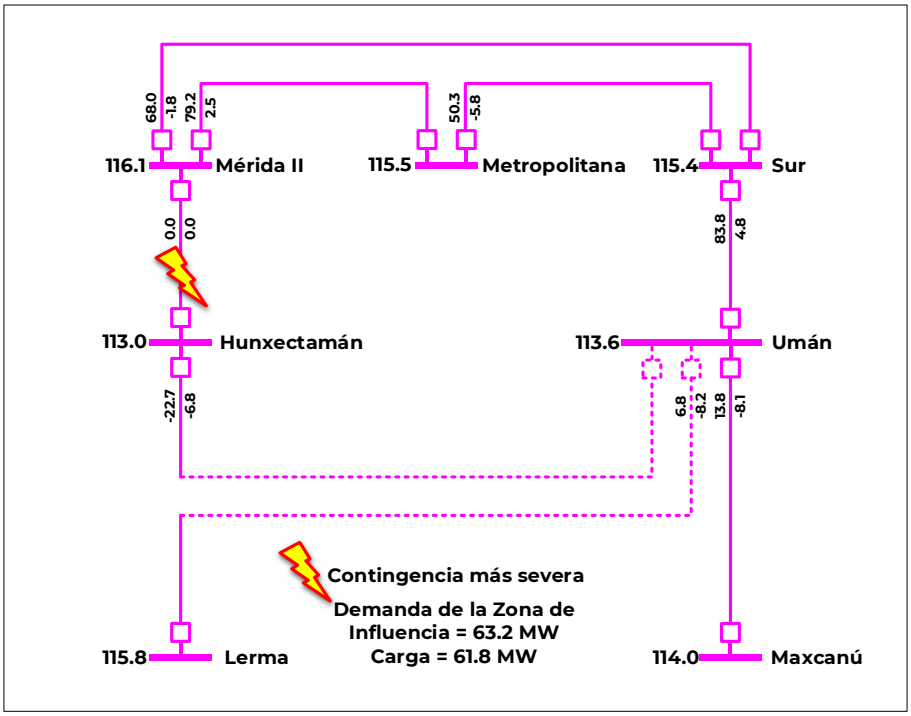


Figura 9.6.21.13. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Alternativa 2)

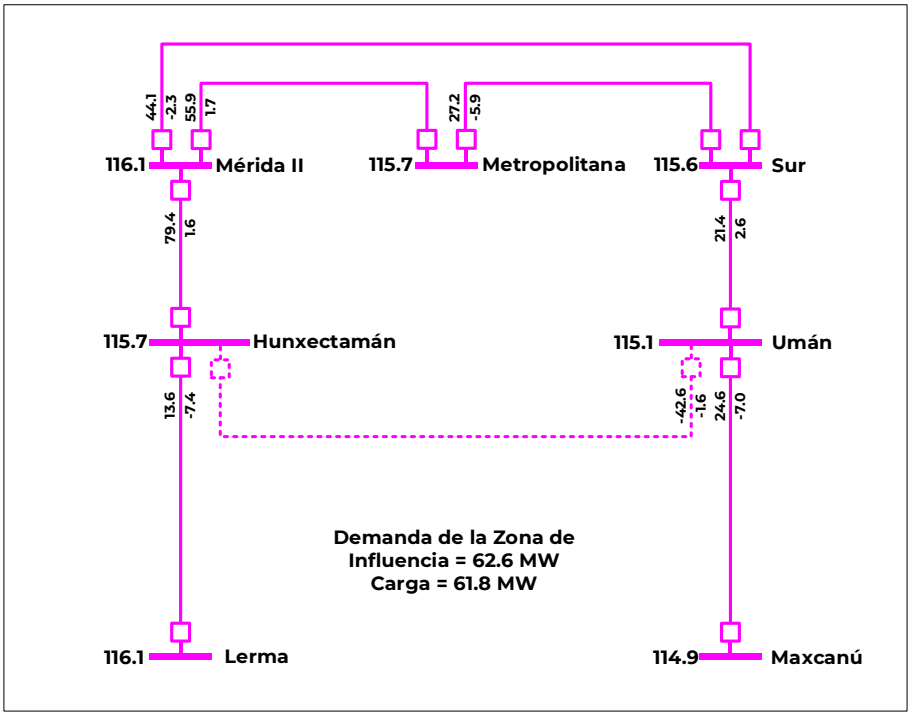
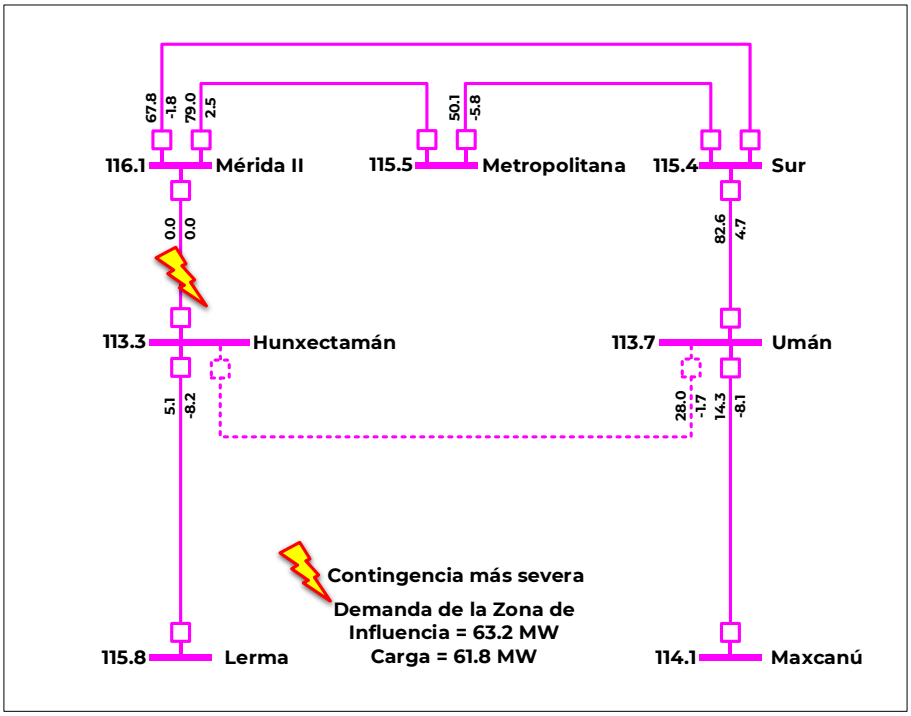


Figura 9.6.21.14. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mérida II – Hunxectamán previstas en el corredor industrial Mérida - Umán en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.21.5 y 9.6.21.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.21.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
72.75	32.46	105.20	4.53	52.50	100.67	1.92

Cuadro 9.6.21.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
84.87	32.46	117.33	5.68	66.46	111.65	1.68

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.21.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde ambas tienen valores de saturación similares, aunque ligeramente superiores con la Alternativa 1. La restricción en ambos casos se daría por la sobrecarga de la LT Mérida II – Hunxectamán (120 MVA) ante la falla de la LT Sur – Umán.

Por tanto, se contaría con la infraestructura suficiente para poder utilizar la capacidad de transformación (90 MVA) que estarán instalados en las SE Umán y Hunxectamán.

Cuadro 9.6.21.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	100.8 MW	46.7 MW
Alternativa 1	142.1 MW	96.4 MW
Alternativa 2	135.1 MW	90.5 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.21.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.21.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	58.6	73.3
Relación Beneficio/Costo	1.92	1.68

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 del corredor industrial Mérida - Umán.

P20-PE2 Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV

Diagnóstico operativo.

Debido a la constitución geográfica de la Península de Yucatán, mostrada en la Figura 9.6.22.1, la distancia de la red eléctrica en 115 kV entre las SE Ticul Potencia y Xul-Ha es de 294.7 km en donde se tienen conectadas siete Subestaciones Eléctricas que suministran la demanda de las poblaciones ubicadas en esta región. Adicionalmente, en 2019 entró en operación la Central Eléctrica Fotovoltaica Photoemeris, de 30 MW, que se interconecta en la SE Kambul.

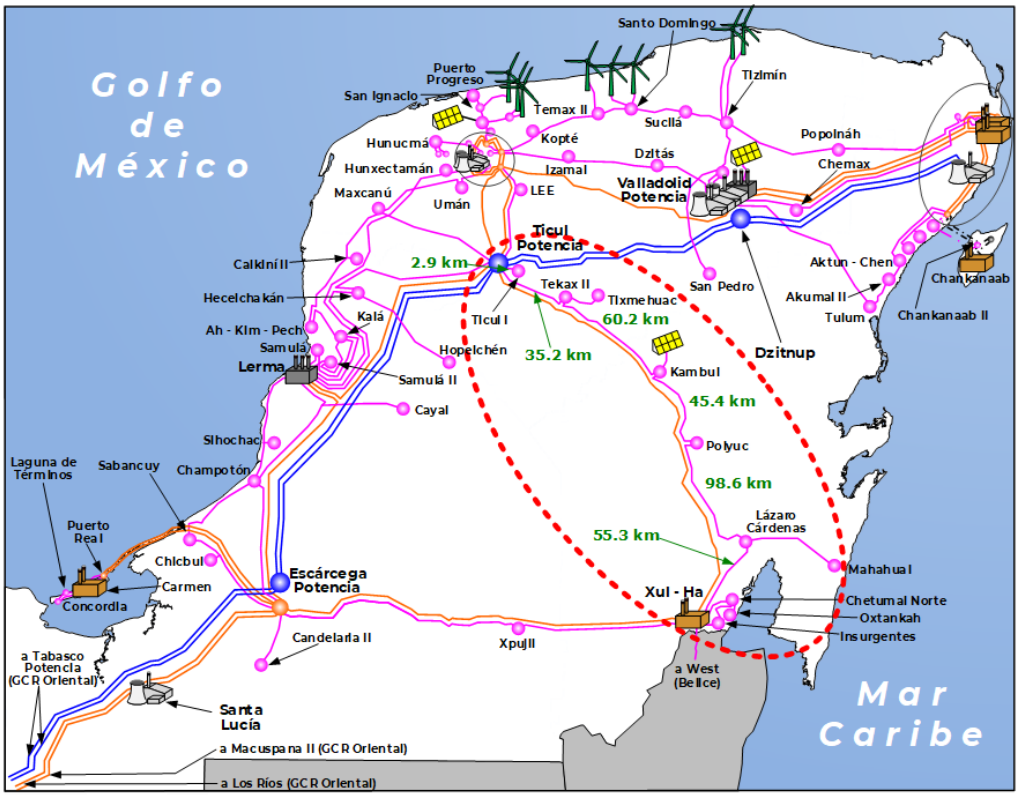
Actualmente, se tiene un Esquema de Acción Remedial de Baja Tensión (Esquema 27) para la conexión de los capacitores de las SE Kambul y Polyuc ante contingencia de la LT Ticul Potencia – Tekax II y así tener voltajes superiores a 0.95 pu en las Subestaciones Eléctricas del corredor. Esta depresión de voltaje se debe a que, al fallar la Línea de Transmisión, la carga es alimentada totalmente por la LT Xul-Ha – Lázaro Cárdenas de forma radial hasta llegar a la SE Tixmehuac a 283 km de distancia.

No obstante, para 2023, ante la contingencia antes mencionada, el Esquema 27 no será suficiente para tener voltajes superiores a 0.95 pu en las SE Tekax II y Tixmehuac en las condiciones de demanda de verano nocturna y para 2025, las SE Tekax II, Tixmehuac, Kambul, Photoemeris y Polyuc operarían por debajo de 0.95 pu.

En el cuadro 9.6.22.1 se presenta la estadística de disparos, tiempo de mantenimiento programado y de licencia de emergencia de la LT Ticul Potencia – Tekax II. Se puede observar que se han tenido 11 eventos de disparo en los últimos 5 años, teniendo solo 1.2 MWh de energía no suministrada, ya que la Línea de Transmisión ha regresado a operar después de unos cuantos minutos. Sin embargo, a partir de 2023, cualquiera de estos eventos en condición de demanda de verano implicaría hacer interrupciones del suministro para no operar con bajos voltajes. También, no se tendrá flexibilidad para hacer trabajos de mantenimiento de emergencia con la línea desconectada, siendo forzoso hacer los trabajos en vivo.

Otra problemática existente, es que la SE Ticul I se conecta de forma radial desde la SE Ticul Potencia, por lo cual ante la contingencia de la LT Ticul Potencia – Ticul I se pierde toda la carga de las poblaciones que se conectan a ésta. También, los periodos de mantenimiento de la Línea de Transmisión son muy reducidos ya que implica la interrupción del suministro al no poder respaldar la carga por circuitos de media tensión la mayor parte del año; aumentando así la probabilidad de falla del elemento. En el cuadro 9.6.22.2 se presenta la estadística de disparos, tiempo de mantenimiento programado y de licencia de emergencia de la LT Ticul Potencia – Ticul I en donde se han presentado 5 disparos en los últimos cinco años, representando 54 MWh de energía no suministrada. De igual forma, el tiempo de mantenimiento ha sido muy reducido, por lo que existe el riesgo que el número de fallas aumente en los próximos años y por ende la energía no suministrada también se incrementaría.

Figura 9.6.22.1. Diagrama geográfico de las Zonas Ticul y Chetumal en 2025



Cuadro 9.6.22.1. Eventos de Disparo, Energía no suministrada anual en la Zona Ticul y Chetumal y Mantenimiento de la LT Ticul Potencia – Tekax II

Año	Número de eventos de disparo	Número de horas en que la Línea de Transmisión estuvo fuera de servicio por falla	Energía No Suministrada (MWh)	Número de horas de licencias de emergencia	Número de horas de mantenimiento programado
2015	0	0.0	0.0	0.0	36.3
2016	2	0.0	0.0	18.8	18.8
2017	0	0.0	0.0	10.9	13.4
2018	4	0.1	0.0	3.9	26.5
2019	5	0.1	1.2	13.9	13.4
Total	**11**	**0.2**	**1.2**	**47.5**	**108.4**

Cuadro 9.6.22.2. Eventos de Disparo, Energía no suministrada anual en la Zona Ticul y Mantenimiento de la LT Ticul Potencia – Ticul I

Año	Número de eventos de disparo	Número de horas en que la Línea de Transmisión estuvo fuera de servicio por falla	Energía No Suministrada (MWh)	Número de horas de licencias de emergencia	Número de horas de mantenimiento programado
2015	0	0.0	0.0	0.0	4.9
2016	2	2.5	41.2	0.7	0.0
2017	0	0.0	0.0	4.2	8.3
2018	3	1.6	12.8	59.2	0.0
2019	0	0.0	0.0	15.1	0.0
Total	**5**	**4.1**	**54.0**	**79.2**	**13.2**

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para para reforzar la red eléctrica en 115 kV para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Ticul I – Tekax II con una longitud de 33 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de 1.2 km de la LT Ticul Potencia – 73090 – Ticul I con conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV; incluyendo el reemplazo de dos torres.
- Alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en las SE Ticul I y Tekax II.

Alternativa 2

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica STATCOM de +50/-50 MVAr en la SE Tekax II en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.6.22.2 y 9.6.22.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.22.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

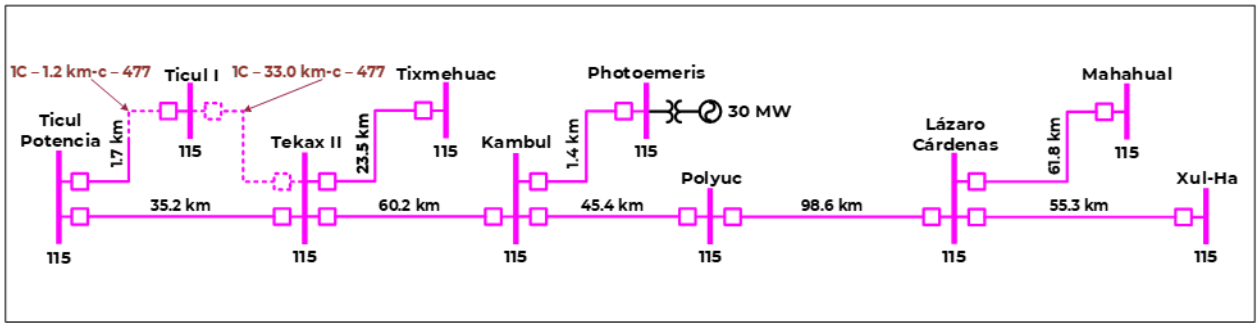
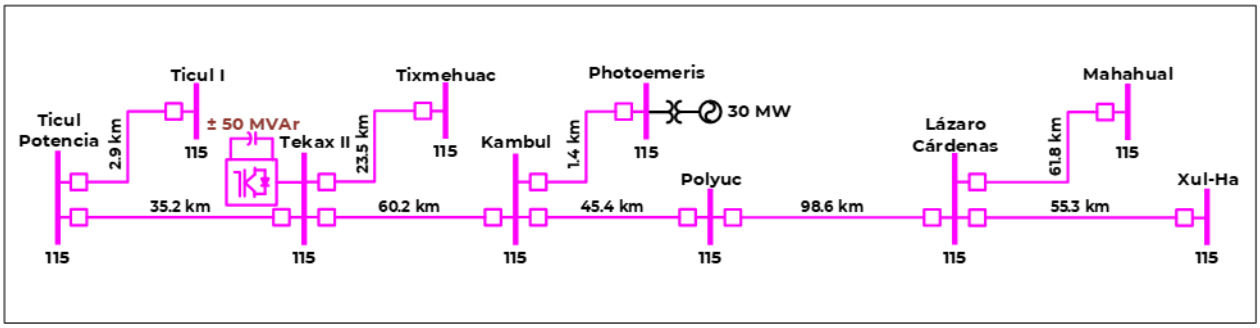


Figura 9.6.22.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **132.2 millones de pesos de 2019** (6.86 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 34.2 km-c de línea de transmisión. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de la Línea de Transmisión en las SE Ticul I y Tekax II.

Los cuadros 9.6.22.3 y 9.6.22.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.22.3. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Ticul I - Tekax II	115	1	33.0	abr-23	abr-25	86.3
Ticul Potencia - Ticul I (recalibración)	115	1	1.2	abr-23	abr-25	3.2
Total			**34.2**			**89.5**

Cuadro 9.6.22.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Ticul I	Alimentador Ampliación	1	115	abr-23	abr-25	21.3
Tekax II	Alimentador Ampliación	1	115	abr-23	abr-25	21.3
Total						**42.7**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **205.6 millones de pesos de 2019** (10.67 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa consta de un STATCOM con un total de 100 MVAr de capacidad en 115 kV.

El cuadro 9.6.22.5 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.22.5. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tekax II STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-23	abr-25	205.6
Total			**100.0**			**205.6**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Indicadores técnicos y económicos.

La limitante del corredor en 115 kV Ticul – Chetumal es por estabilidad de voltaje. Por tanto, en la figura 9.6.22.4 se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1. Se puede observar que a partir de 2023 se tendrían voltajes inferiores a 0.95 pu en la SE Tekax II ante la falla de la LT Ticul Potencia – Tekax II y a partir de 2030 se tendría el colapso total de la carga pronosticada del corredor ante dicha contingencia. Por lo cual se tendría que implementar un Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de Carga (DAC) en caso de que no se construya el proyecto.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de la carga conectada en el

corredor Ticul – Chetumal. En las figuras 9.6.22.5 y 9.6.22.6 se muestran las curvas características P-V considerando ambas alternativas. Se puede observar un comportamiento distinto entre ellas, pero ambas cumplen los criterios de planeación definidos en el Código de Red. La Alternativa 1 permite suministrar 102 MW de demanda para que ante la contingencia de la LT Ticul Potencia – Ticul I se tuviera un voltaje de 0.95 pu en la SE Ticul I considerando el Esquema 27 de los bancos de capacitores en Kambul y Polyuc. El colapso de este corredor se presentaría con una demanda de 213 MW.

La Alternativa 2 permite suministrar 118 MW de demanda ante el disparo de la LT Ticul Potencia – Tekax II en donde los voltajes más bajos se presentarían en la SE Kambul, no obstante, nunca serían menores a 0.95 pu. La restricción de esta alternativa consiste en que con una demanda de 132 MW se presentaría la saturación del STATCOM propuesto en Tekax II; haciendo que en ese instante se colapse el corredor, aún con el Esquema 27.

Figura 9.6.22.4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Ticul Potencia – Tekax II y Xul-Ha – Lázaro Cárdenas / Ticul Potencia – Ticul I (Sin Proyecto)

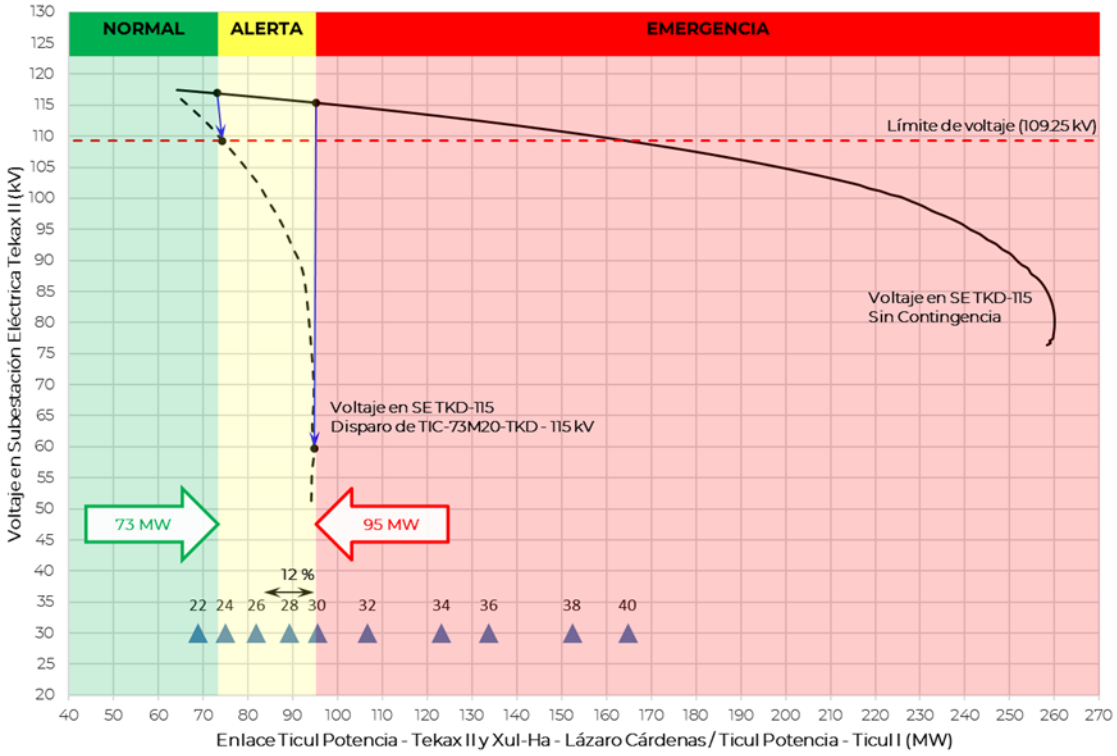


Figura 9.6.22.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Ticul Potencia – Tekax II, Ticul Potencia – Ticul I y Xul-Ha – Lázaro Cárdenas (Alternativa 1)

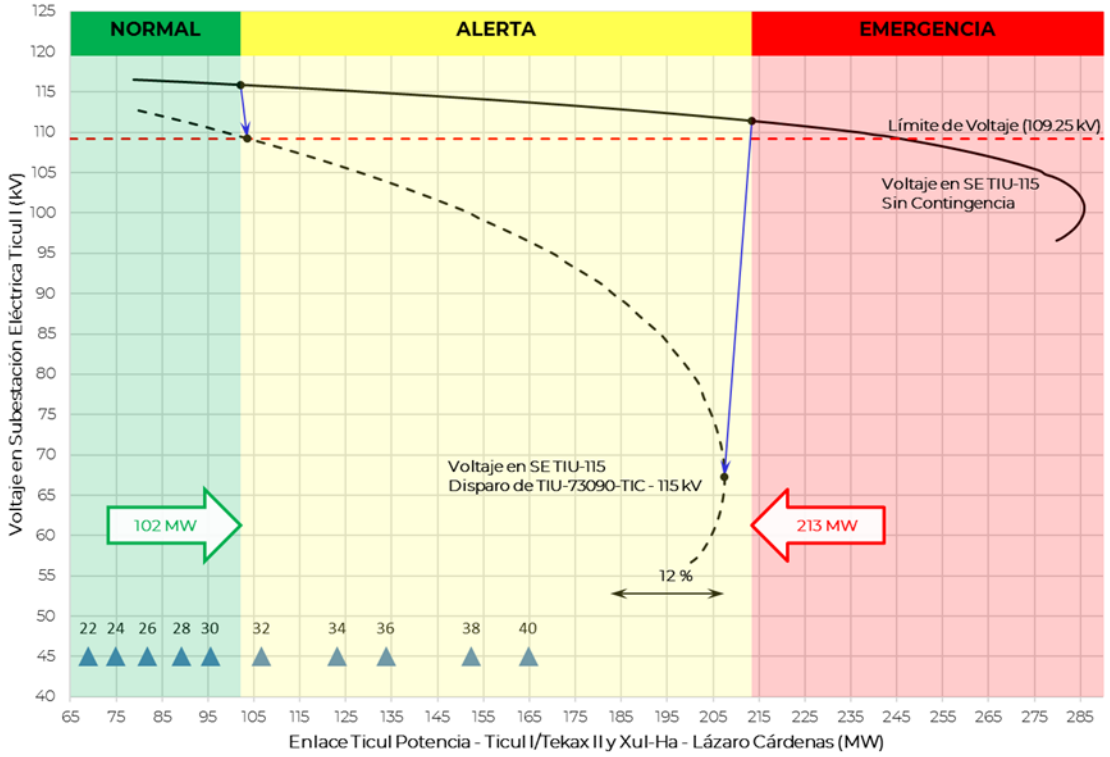
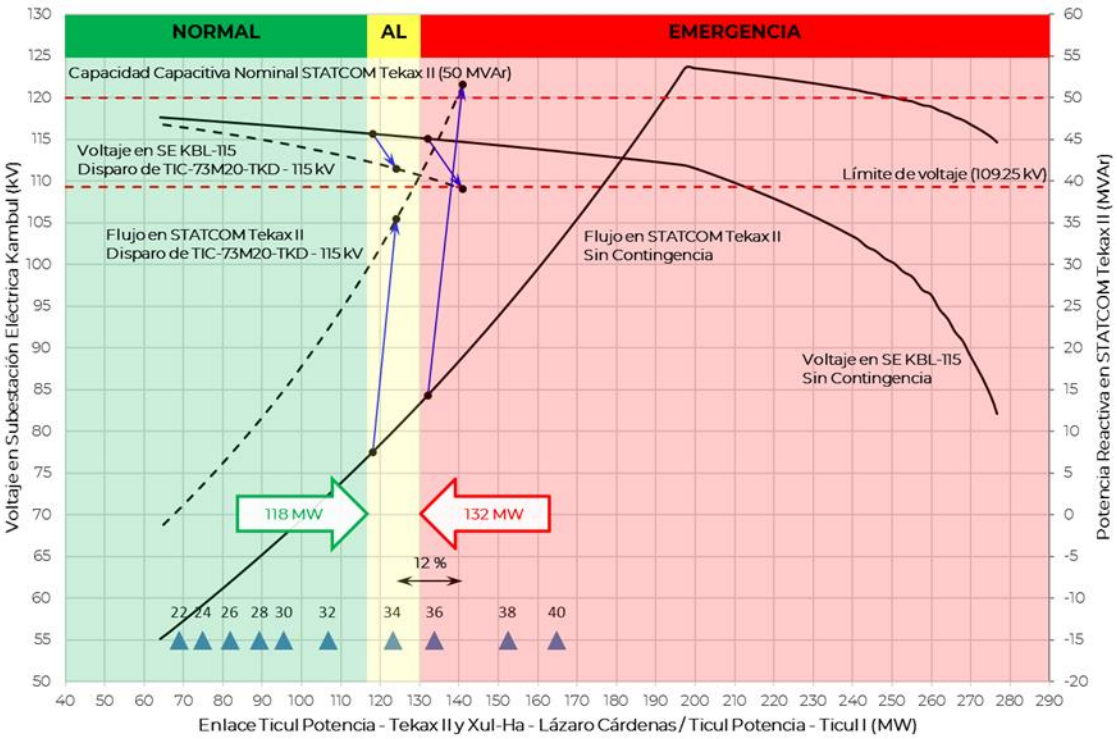


Figura 9.6.22.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Ticul Potencia – Tekax II y Xul-Ha – Lázaro Cárdenas / Ticul Potencia – Ticul I (Alternativa 2)



Sin el proyecto, en la figura 9.6.22.7, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2025 en la red de transmisión del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, se estaría en estado operativo de alerta previendo la contingencia de la LT Ticul Potencia – Tekax II.

En la figura 9.6.22.8 se muestra la contingencia antes mencionada en donde las SE Tekax II, Tixmehuac, Kambul, Polyuc y Photoemeris operarían con voltajes inferiores a 0.95 pu, aún después de aplicar el Esquema 27.

En las figuras 9.6.22.9 a 9.6.22.12 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas en donde se puede observar que la peor contingencia para la Alternativa 1 es la falla de la LT Ticul Potencia – Ticul I, no obstante, los voltajes en todas las Subestaciones Eléctricas del área de influencia son superiores a 0.95 pu. Además, en 2025 no se tendría la necesidad de utilizar el Esquema 27. Para la Alternativa 2, la peor contingencia es la falla de la LT Ticul Potencia – Tekax II, para la cual el STATCOM en la SE Tekax II aportaría 12.9 MVAr a la red y de igual forma el Esquema 27 no sería implementado.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja importante debido a que se elimina la radialidad de la SE Ticul I permitiendo suministrar la demanda ante contingencia y aumentando la flexibilidad para mantenimiento.

Figura 9.6.22.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Sin Proyecto)

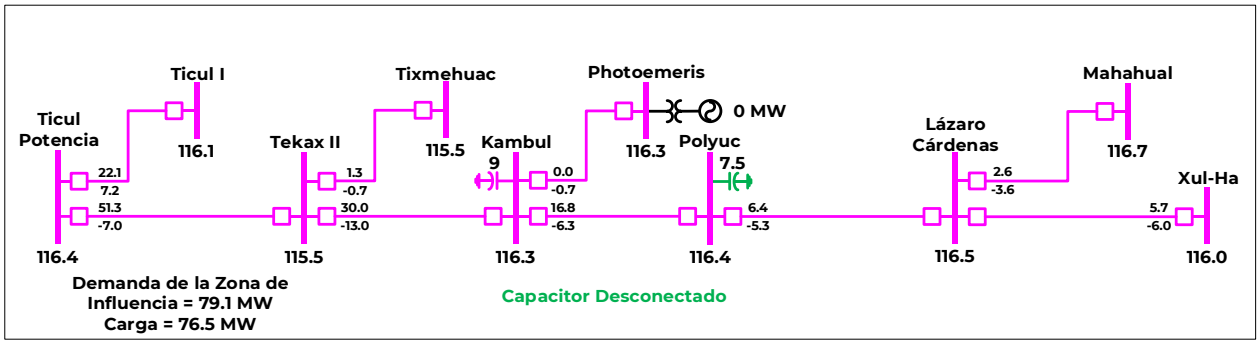


Figura 9.6.22.8. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Ticul Potencia – Tekax II previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Sin Proyecto)

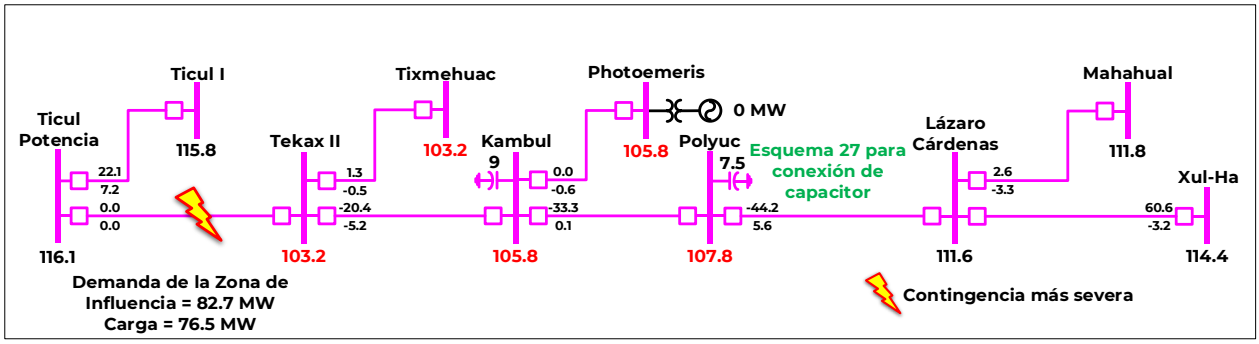


Figura 9.6.22.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Alternativa 1)

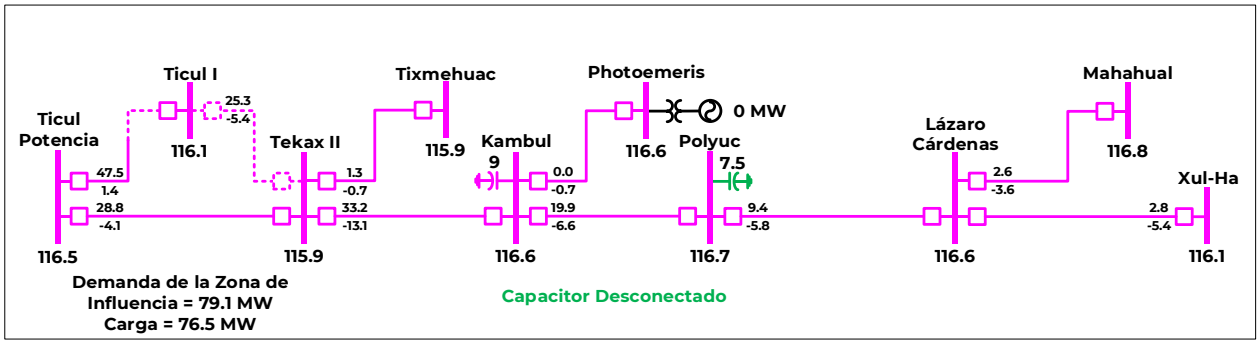


Figura 9.6.22.10. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Ticul Potencia – Ticul I previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Alternativa 1)

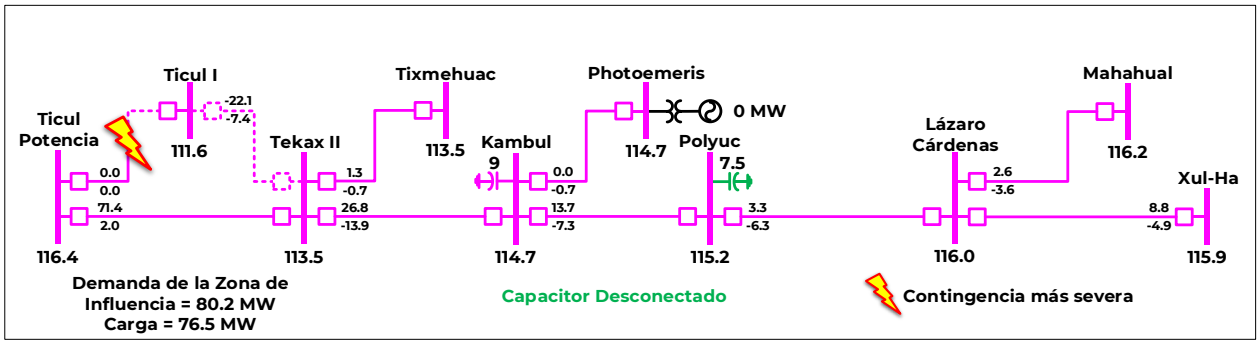


Figura 9.6.22.11. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Alternativa 2)

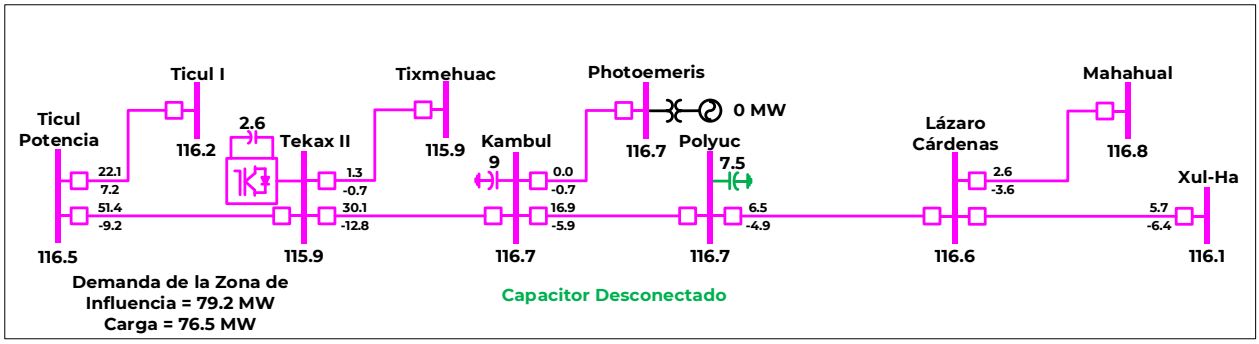
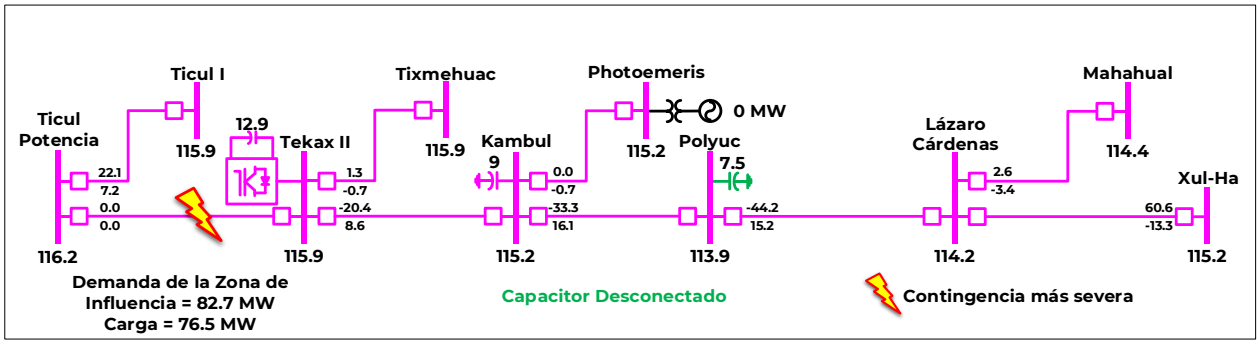


Figura 9.6.22.12. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Ticul Potencia – Tekax II previstas en el corredor Ticul – Chetumal en 115 kV en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.6.22.6 y 9.6.22.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.22.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
856.18	-8.63	847.55	10.23	122.02	837.32	6.86

Cuadro 9.6.22.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
275.21	23.92	299.13	15.92	189.82	194.33	1.02

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.22.8 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia, pero un valor menor en condición de red completa.

Cuadro 9.6.22.8. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	94.8 MW	70.5 MW
Alternativa 1	180.5 MW	97.9 MW
Alternativa 2	128.0 MW	114.0 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.22.9 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.22.9. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	132.2	205.6
Relación Beneficio/Costo	6.86	1.02

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo del corredor en 115 kV Ticul - Chetumal.

P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)

El proyecto propuesto desde PAMRNT 2017-2031, denominado "Interconexión Sureste – Peninsular", consistía originalmente en un enlace de Corriente Directa con capacidad de 1,500 MW entre las regiones del Grijalva y la Riviera Maya, específicamente en la SE Kantenáh. Junto con este proyecto se adicionaba una nueva SE denominada Leona Vicario en la Zona Cancún mediante la instalación de un banco de transformación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad y red asociada en 400 kV y 115 kV. Esta Subestación Eléctrica permitiría solventar las problemáticas en la transformación de la Zona Cancún.

Diagnóstico operativo.

Como se mencionó en la descripción técnica del proyecto "P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya", aún se requieren refuerzos para solventar la problemática de sobrecarga en la transformación de la SE Nizuc en red completa y Riviera Maya ante contingencia, evitar problemas de estabilidad de voltaje de las SE Kohunlich y Popolnáh y aumentar la capacidad de transmisión de los enlaces Valladolid – Cancún y Dzitnup – Riviera Maya para poder suministrar la demanda sin despachar generación turbogás.

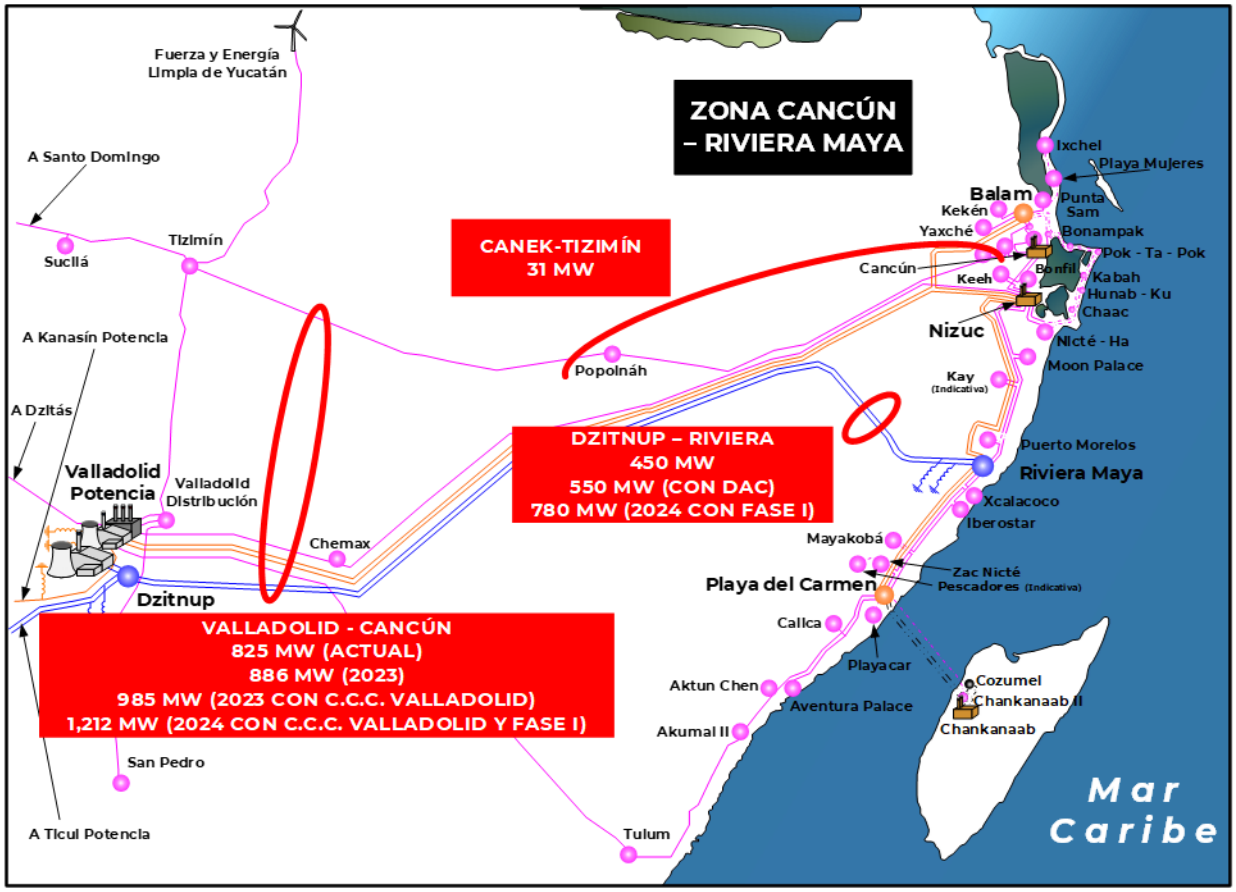
La Fase I del proyecto permitirá aumentar la capacidad de transmisión de los enlaces Valladolid – Cancún a 1,212 MW por estabilidad de voltaje y Dzitnup – Riviera Maya a 780 MW por sobrecarga en la transformación. Sin embargo, se observó que en red completa los bancos de transformación en la SE Nizuc estarían al 100 % de su capacidad y ante contingencia de la LT Nizuc – Balam, se podrían tener sobrecargas superiores al 45 % en estos bancos por lo que sería necesaria la sincronización de generación turbogás para disminuir la sobrecarga.

El enlace Canek – Tizimín permite suministrar la demanda de las SE Kohunlich y Popolnáh, el cual tiene una capacidad de 31 MW para evitar operar con voltajes inferiores a 0.95 pu en la SE Kohunlich. Para 2024 se espera tener una demanda de 48 MW, es decir que ante contingencia de la LT Canek – Kohunlich se tendrían que interrumpir 17 MW.

En la Figura 9.6.23.1 se muestra el diagrama geográfico de las Zonas Cancún y Riviera Maya, incluyendo la evolución en la capacidad de transmisión de los enlaces previamente mencionados.

Para evaluar la Fase II, que se propone a continuación, se llevaron a cabo las diferentes permutaciones entre las Alternativas 1 y 2 de ambas fases.

Figura 9.6.23.1. Diagrama geográfico de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 y enlaces de transmisión



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024 en la zona, se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión de Valladolid hacia Cancún y atender el crecimiento de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya; el cual consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Una nueva SE denominada Leona Vicario con un banco de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV.

Transmisión:

- Entronque de la LT Dzitnup – A3Q60 – Riviera Maya en la SE Leona Vicario con una longitud de 41 km y dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Leona Vicario – Kohunlich de doble circuito con una longitud de 7.4 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- LT Leona Vicario – Yaxché de doble circuito tendido del primero con una longitud de 3.8 km, conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 3.2 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV.

- LT Leona Vicario – Kekén de doble circuito tendido del primero con una longitud de 8.7 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 1.9 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV.
- Recalibración de la Línea de Transmisión desde el punto de inflexión del entronque de Kohunlich hacia Canek, un circuito, con una longitud de 5.72 km y conductor de alta temperatura con ampacidad equivalente a conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en Subestaciones Eléctricas.

Compensación de potencia reactiva:

- Traslado de un banco de reactores con capacidad de 50 MVAr (se requiere adquirir una fase de reserva nueva) de la SE Riviera Maya a la SE Leona Vicario en 400 kV.
- Equipo de compensación dinámica mediante la instalación de un STATCOM con capacidad de ±200 MVAr en la SE Leona Vicario en 115 kV.

Alternativa 2

Transformación:

- Una nueva SE denominada Leona Vicario con un banco de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV.

Transmisión:

- Una nueva Línea de Transmisión entre las SE Dzitnup y Leona Vicario con una longitud de 165 km, estructura de doble circuito, tendido del primero y dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Leona Vicario – Kohunlich de doble circuito con una longitud de 7.4 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- LT Leona Vicario – Yaxché de doble circuito tendido del primero con una longitud de 3.8 km, conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 3.2 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV.
- LT Leona Vicario – Kekén de doble circuito tendido del primero con una longitud de 8.7 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 1.9 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV.
- Recalibración de la Línea de Transmisión desde el punto de inflexión del entronque de Kohunlich hacia Canek, un circuito, con una longitud de 5.72 km y conductor de alta temperatura con ampacidad equivalente a conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en Subestaciones Eléctricas.

Compensación de potencia reactiva:

- Banco de reactores con capacidad de 50 MVAr (incluye fase de reserva) en 400 kV.
- Equipo de compensación dinámica mediante la instalación de un

STATCOM con capacidad de ±150 MVAr en la SE Leona Vicario en 115 kV.
- Para esta alternativa, la capacidad del STATCOM en la SE Kantenáh de la Fase I se podría reducir a ±100 MVAr y se podría eliminar el capacitor en la SE Riviera Maya.

Las fechas 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 2024.

Descripción de alternativas.

En las figuras 9.6.23.2 y 9.6.23.3 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las alternativas propuestas.

Figura 9.6.23.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

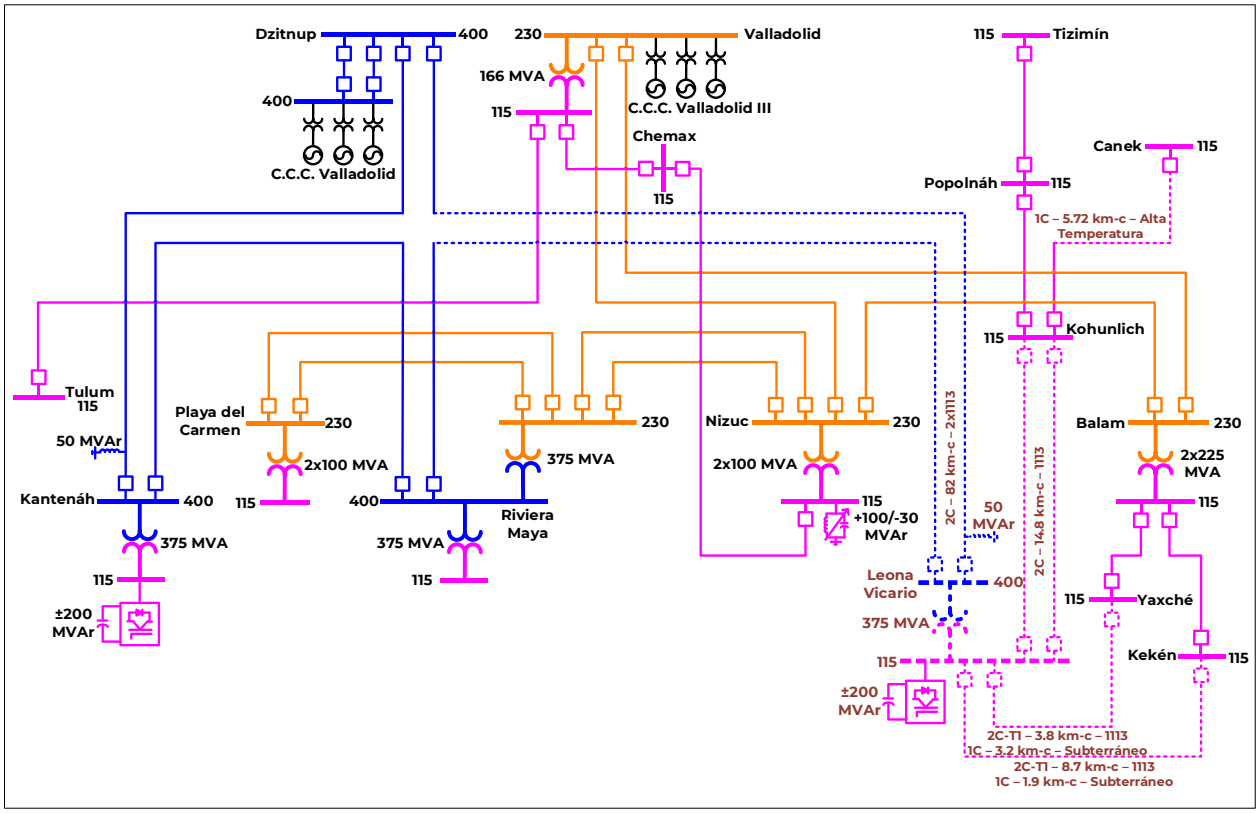
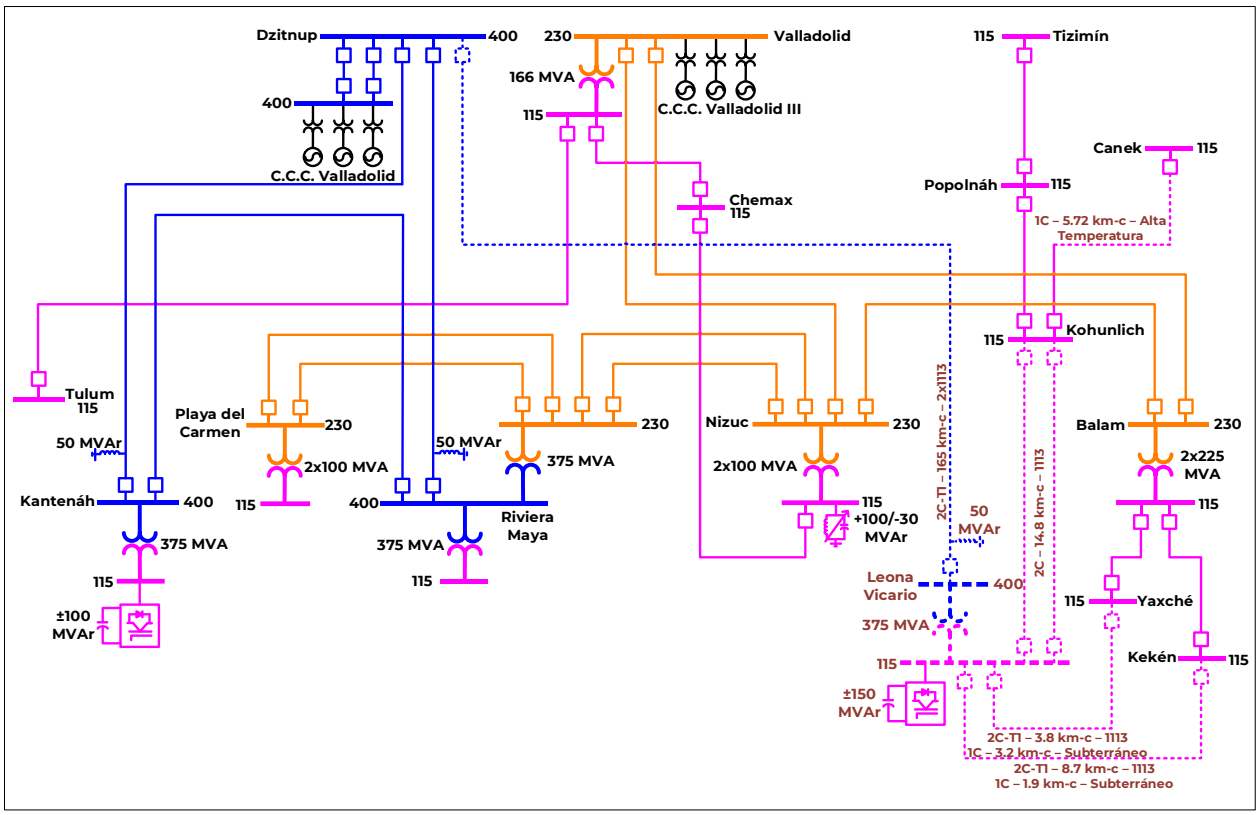


Figura 9.6.23.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **1,822.5 millones de pesos de 2019** (94.61 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 120.1 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 466.6 MVAr de compensación.

Los cuadros 9.6.23.1 a 9.6.23.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.6.23.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	82.0	abr-24	abr-24	435.3
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-24	abr-24	61.0
Leona Vicario - Yaxché /3, 12	115	2	7.0	abr-24	abr-24	106.0
Leona Vicario - Kekén /3, 12	115	2	10.6	abr-24	abr-24	120.4
Canek - Kohunlich /5	115	1	5.7	abr-24	abr-24	6.0
Total			**120.1**			**728.6**

3/ Tendido del primer circuito
5/ Recalibración
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 9.6.23.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-24	abr-24	276.1
Total			**500.0**				**276.1**

T. Transformador

Cuadro 9.6.23.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-24	abr-24	501.9
Leona Vicario MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-24	abr-24	49.1
Total			**466.6**			**551.0**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Cuadro 9.6.23.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario	Alimentador	2	400	abr-24	abr-24	123.7
Leona Vicario	Alimentador	4	115	abr-24	abr-24	94.6
Kohunlich	Alimentador ampliación	2	115	abr-24	abr-24	22.8
Yaxché	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-24	12.9
Kekén	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-24	12.9
Total						**266.9**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **2,852.2 millones de pesos de 2019** (148.06 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 203.1 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 366.6 MVAr de compensación.

Los cuadros 9.6.23.5 a 9.6.23.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.6.23.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Dzitnup - Leona Vicario /3	400	2	165.0	abr-24	abr-24	1,456.4
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-24	abr-24	61.0
Leona Vicario - Yaxché /3, 12	115	2	7.0	abr-24	abr-24	106.0
Leona Vicario - Kekén /3, 12	115	2	10.6	abr-24	abr-24	120.4
Canek - Kohunlich /5	115	1	5.7	abr-24	abr-24	6.0
Total			**203.1**			**1,749.7**

3/ Tendido del primer circuito
5/ Recalibración
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 9.6.23.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-24	abr-24	276.1
Total			**500.0**				**276.1**

T. Transformador

Cuadro 9.6.23.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	150(Ind.) / 150(Cap.)	abr-24	abr-24	440.8
Leona Vicario MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-24	abr-24	122.8
Total			**366.6**			**563.6**

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Cuadro 9.6.23.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Dzitnup	Alimentador ampliación	1	400	abr-24	abr-24	57.8
Leona Vicario	Alimentador	1	400	abr-24	abr-24	61.9
Leona Vicario	Alimentador	4	115	abr-24	abr-24	94.6
Kohunlich	Alimentador ampliación	2	115	abr-24	abr-24	22.8
Yaxché	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-24	12.9
Kekén	Alimentador ampliación	1	115	abr-24	abr-24	12.9
Total						**262.8**

Indicadores técnicos y económicos.

En la figura 9.6.23.4 se presenta la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del enlace Valladolid – Cancún sin Proyecto; el límite de transmisión es de 1,212 MW.

En la figura 9.6.23.5 se presenta la curva P-V con red completa y ante la contingencia n-1 del enlace Valladolid – Cancún para la Alternativa 1. Se puede observar que el límite de transmisión aumenta a 1,411 MW en donde la peor contingencia es la falla de la LT Dzitnup – Leona Vicario.

De igual forma, en la figura 9.6.23.6 se presenta la curva P-V con red completa y ante la contingencia n-1 del enlace Valladolid – Cancún para la Alternativa 2. El límite de transmisión aumenta a 1,395 MW.

Por tanto, con ambas alternativas se podría suministrar la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya prácticamente hasta 2028 sin el despacho de generación turbogás.

Figura 9.6.23.4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 (Con Central Eléctrica Valladolid y sin Proyecto)

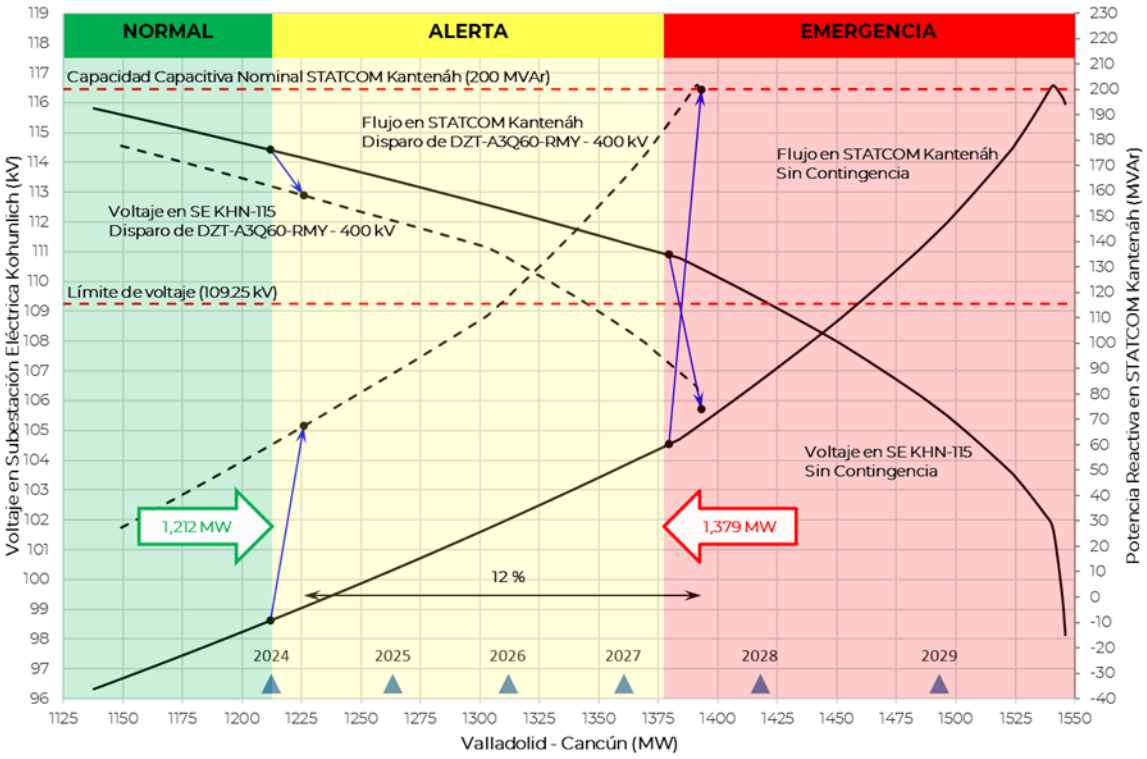


Figura 9.6.23.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 (Con Central Eléctrica Valladolid y con Alternativa 1)

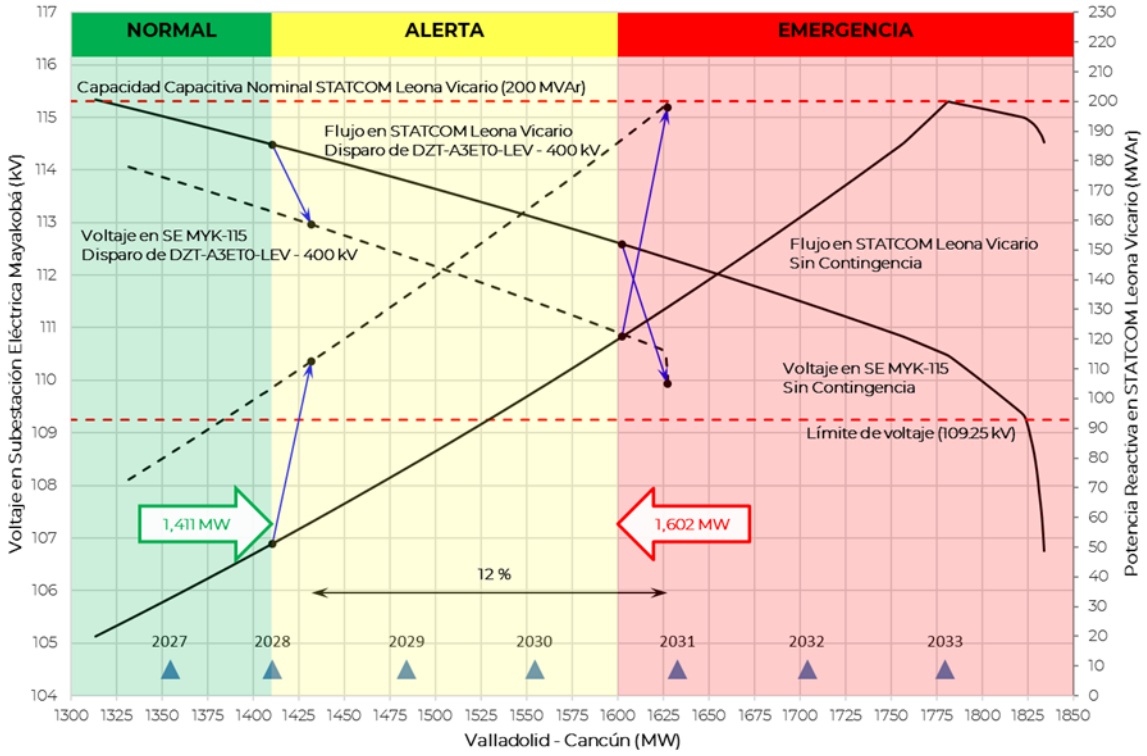
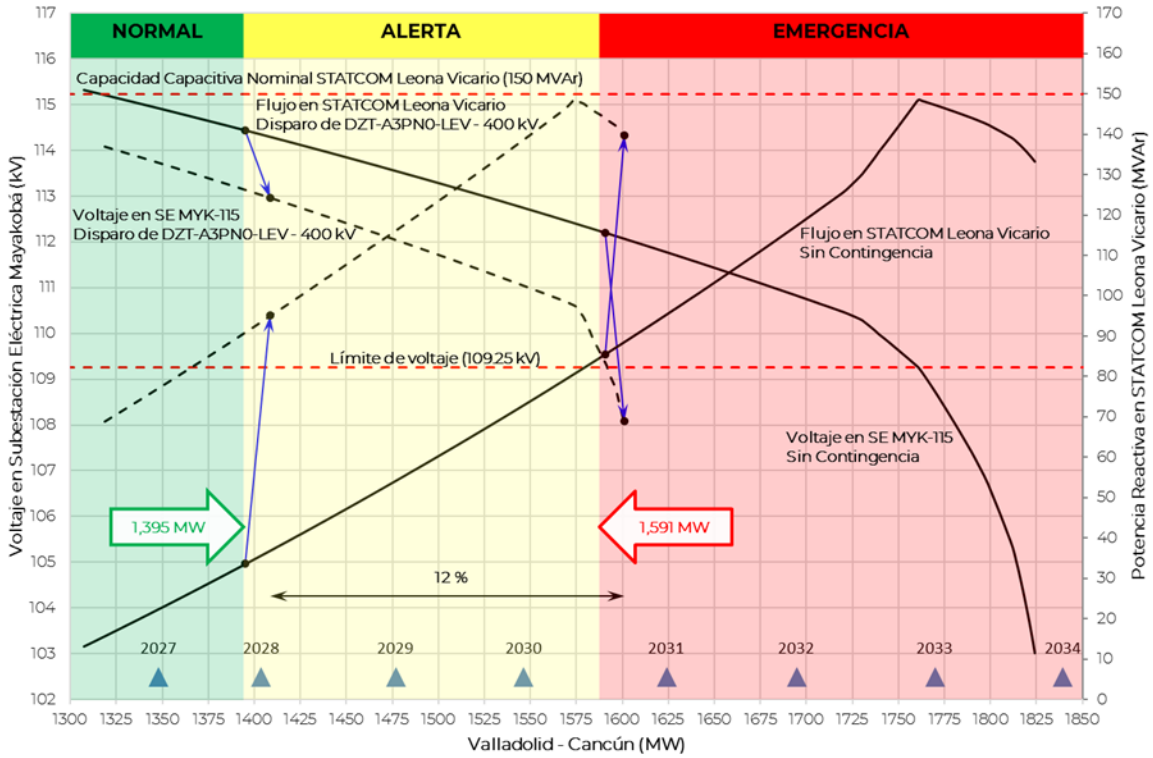


Figura 9.6.23.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 (Con Central Eléctrica Valladolid y con Alternativa 2)



En las figuras 9.6.23.7 y 9.6.23.8 se muestran las condiciones operativas en 2024 en las zonas Cancún y Riviera Maya precontingencia y ante la falla de la LT Nizuc – Balam sin Proyecto.

Se puede observar que, para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 % en la transformación de la SE Nizuc, ante contingencia, es necesario despachar 118 MW de generación turbogás en la Zona Cancún.

En consecuencia, se debe reforzar la red de la Zona Cancún para evitar el despacho de generación turbogás.

Figura 9.6.23.7. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto)

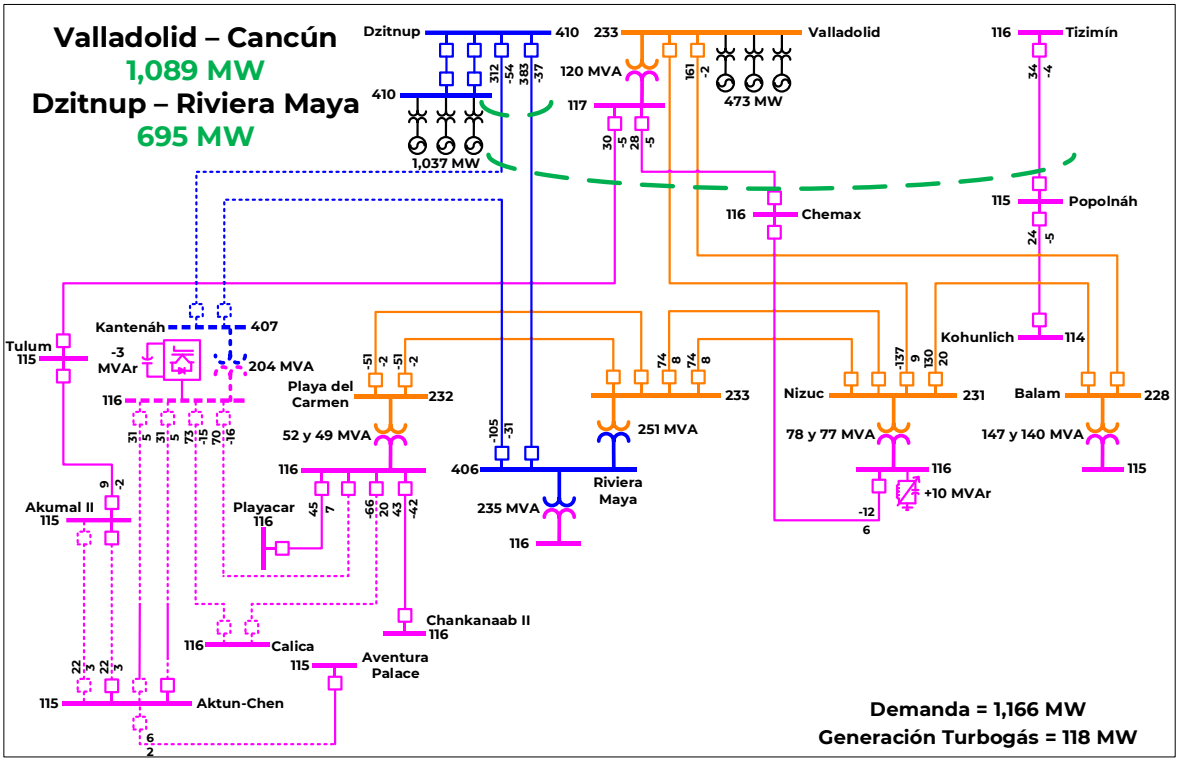
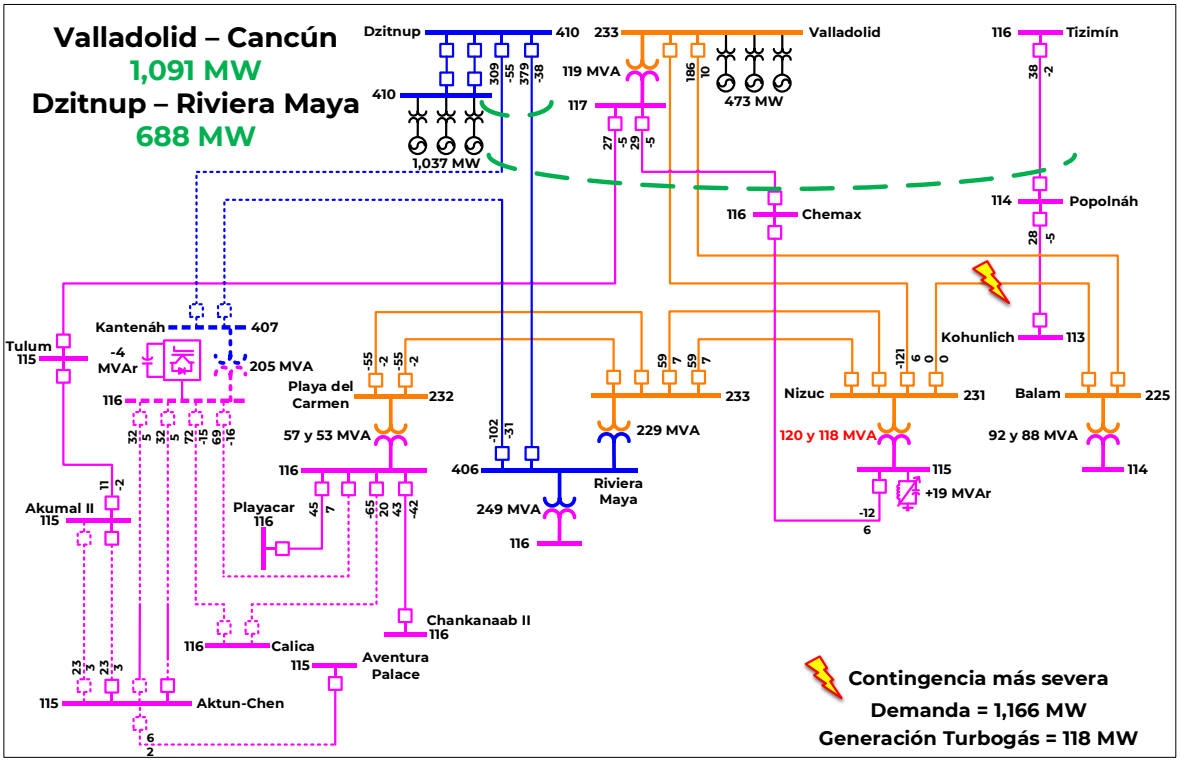


Figura 9.6.23.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto)



En el cuadro 9.6.23.9 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la cargabilidad de las Líneas de Transmisión sin Proyecto y sin el despacho de generación turbogás. Se puede observar que, ante diversas contingencias, no se tendrían sobrecargas.

En el cuadro 9.6.23.10 se muestra el análisis de contingencias para identificar la cargabilidad de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya. Se pueden observar sobrecargas superiores a 20 % en los bancos de la SE Riviera Maya. La cargabilidad de los bancos de transformación en la SE Nizuc sería entre 100 % y 98 % en condición de red completa y de al menos 146 % ante contingencia de la LT Nizuc – Balam.

Cuadro 9.6.23.9. Cargabilidad de líneas de transmisión en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto y sin Generación Turbogás)

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-73R10-Zac Nicté - 115 kV	120*	35.7	Caso sin contingencia
		98.3	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-73930-Moon Palace - 115 kV	120*	61.4	Caso sin contingencia
		97.3	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Puerto Juárez-73680-Balam - 115 kV	120	50.5	Caso sin contingencia
		90.7	Salida de LT Puerto Juárez-73630-Balam - 115 kV

*Línea de transmisión limitada por equipo terminal en Subestaciones Eléctricas. Límite térmico de tramo aéreo de 209 MVA.

Cuadro 9.6.23.10. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto y sin Generación Turbogás)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	72.4	Caso sin contingencia
	123.5	Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	68.6	Caso sin contingencia
	121.8	Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)*	98.0	Caso sin contingencia
	145.5	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	135.7	Salida de Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)
	132.3	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)*	99.6	Caso sin contingencia
	148.0	Salida de LT Nizuc-93060-Balam - 230 kV
	137.1	Salida de Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)
	134.5	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	48.1	Caso sin contingencia
	106.1	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	45.3	Caso sin contingencia
	99.9	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	78.4	Caso sin contingencia
	121.3	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	108.6	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	71.4	Caso sin contingencia
	110.8	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	58.1	Caso sin contingencia
	87.2	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

*Para este elemento solo se presentan las contingencias que provocan sobrecargas superiores al 20 %.

En el cuadro 9.6.23.11 se muestra que la falla de la LT Canek – Kohunlich provoca problemas de estabilidad de voltaje de las SE Popolnáh y Kohunlich.

Finalmente, el cuadro 9.6.23.12 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc y del STATCOM Kantenáh. La falla de la LT Valladolid – Balam provocaría que el CEV operara al 84 % de su capacidad.

Cuadro 9.6.23.11. Voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto y sin Generación Turbogás)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	1.00	115.2	Caso sin contingencia
	1.00	114.6	Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Tulum (115 kV)	1.00	115.0	Caso sin contingencia
	0.98	112.9	Salida de LT Akumal II-73840-Tulum - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	1.01	115.5	Caso sin contingencia
	1.00	114.8	Salida de LT Kantenáh -73ET0/73T30- Aktun-Chen - 115 kV
Popolnáh (115 kV)	0.99	114.2	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
Kohunlich (115 kV)	0.99	113.9	Caso sin contingencia
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*

* Ante esta contingencia no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las dos SE

Cuadro 9.6.23.12. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Sin Proyecto y sin Generación Turbogás)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	49.9	49.9	Caso sin contingencia
		84.4	84.4	Salida de LT Valladolid-93050-Balam - 230 kV
Kantenáh-STATCOM - 115 kV	±200	8.8	4.4	Caso sin contingencia
		83.1	41.6	Salida de LT Dzitnup-A3Q60-Riviera Maya - 400 kV

En las figuras 9.6.23.9 y 9.6.23.10 se muestran las condiciones operativas en 2024 en las zonas Cancún y Riviera Maya precontingencia y ante la falla del banco de transformación en la SE Kantenáh con la Alternativa 1.

Se puede observar que, ante dicha contingencia, se presentaría la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE Playa del Carmen, sin embargo, sería menor a 20 % permitido por CFE Transmisión.

Figura 9.6.23.9. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 1)

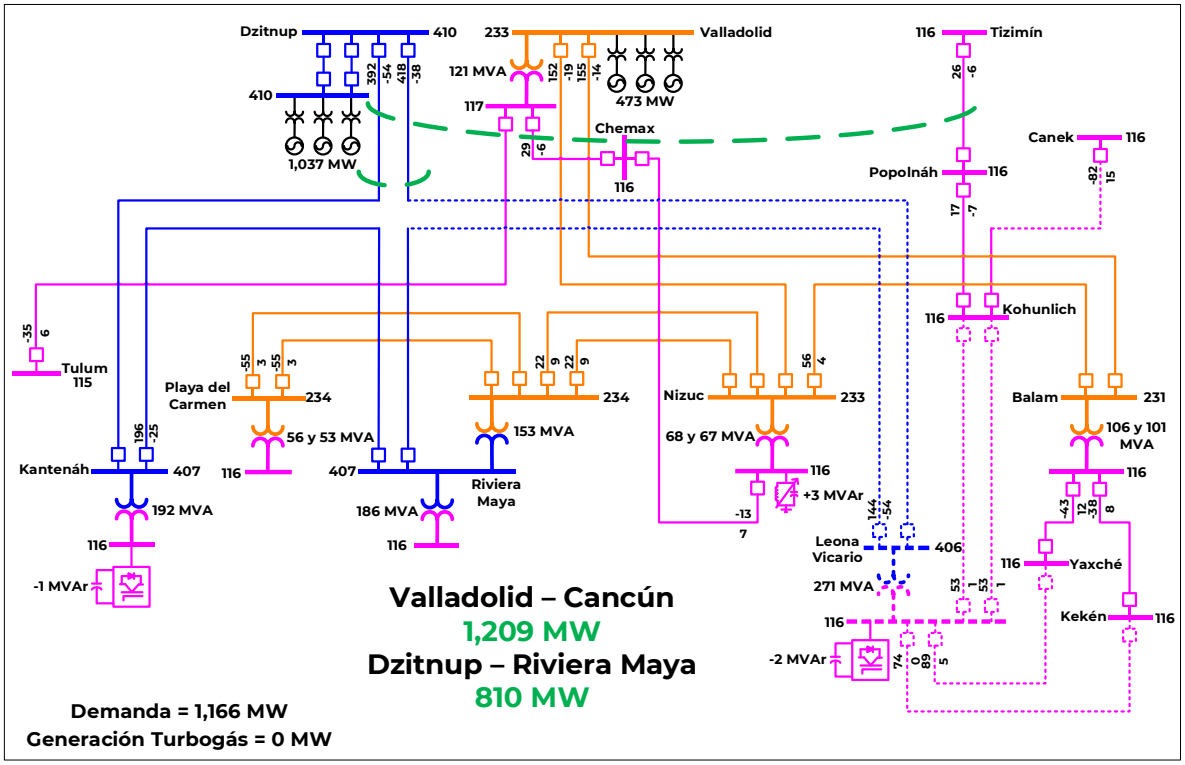
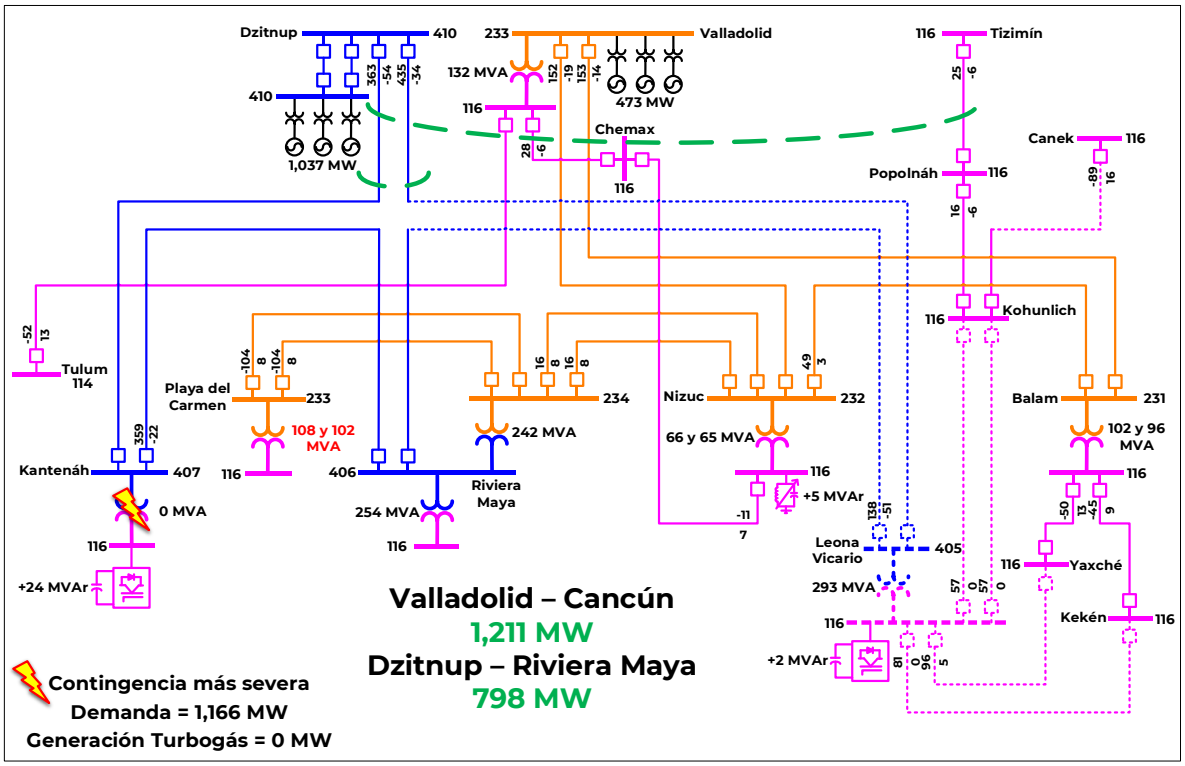


Figura 9.6.23.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 1)



Con las obras propuestas en la Fase I y la Alternativa 1, ninguna línea de transmisión operaría por encima del 80% de su capacidad ante contingencia.

En el cuadro 9.6.23.13 se muestra el análisis de contingencias para identificar la cargabilidad de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya. Se puede observar que la adición de la transformación 400/115 kV propuesta en la SE Leona Vicario soluciona la problemática de sobrecarga en los bancos de transformación de Nizuc, Balam y Riviera Maya en red completa y ante contingencia. La única sobrecarga detectada es en los bancos de transformación de Playa del Carmen, pero ésta sería menor al 20 %, como se mencionó previamente.

Cuadro 9.6.23.13. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	47.2 78.6	Caso sin contingencia Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	44.7 77.3	Caso sin contingencia Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)	67.2 97.7	Caso sin contingencia Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)	68.3 99.3	Caso sin contingencia Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	56.2 107.9	Caso sin contingencia Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	53.0 101.6	Caso sin contingencia Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	40.8 76.0	Caso sin contingencia Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	49.6 69.1	Caso sin contingencia Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	51.2 76.0	Caso sin contingencia Salida de LT Riviera Maya-A3ET0-Kantenáh - 400 kV
Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	72.2 90.3	Caso sin contingencia Salida de LT Riviera Maya-A3ET0-Leona Vicario - 400 kV

En el cuadro 9.6.23.14 se muestra que la red en 115 kV propuesta soluciona la problemática de estabilidad de voltaje del corredor Canek – Tizimín. Finalmente, el cuadro 9.6.23.15 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc y de los STATCOM Kantenáh y Leona Vicario. Ante cualquier contingencia se tendría margen de reserva suficiente en estos dispositivos.

Cuadro 9.6.23.14. Bajos voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	1.00	115.2	Caso sin contingencia
	1.00	114.6	Salida de LT Kantenáh-73ET0/73TE0-Aktun-Chen - 115 kV
Tulum (115 kV)	1.00	114.9	Caso sin contingencia
	0.98	112.9	Salida de LT Akumal II-73840-Tulum - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	1.01	115.5	Caso sin contingencia
	1.00	114.8	Salida de LT Kantenáh-73ET0/73TE0-Aktun-Chen - 115 kV
Popolnáh (115 kV)	1.00	115.5	Caso sin contingencia
	1.00	114.5	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Kohunlich (115 kV)	1.01	116.0	Caso sin contingencia
	1.00	115.2	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)

Cuadro 9.6.23.15. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 1)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	3.3	3.3	Caso sin contingencia
		18.8	18.8	Salida de LT Dzitnup-A3ET0-Leona Vicario - 400 kV
Kantenáh-STATCOM - 115 kV	±200	-1.3	0.6	Caso sin contingencia
		55.5	27.8	Salida de LT Dzitnup-A3ET0-Leona Vicario - 400 kV
Leona Vicario-STATCOM - 115 kV	±200	-2.2	1.1	Caso sin contingencia
		50.2	25.1	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)

En las figuras 9.6.23.11 y 9.6.23.12 se muestran las condiciones operativas en 2024 en las zonas Cancún y Riviera Maya precontingencia y ante la falla del banco de transformación en la SE Kantenáh con la Alternativa 2.

Al igual que la Alternativa 1 se puede observar que, ante dicha contingencia, se presentaría la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE Playa del Carmen, sin embargo, sería menor a 20 % permitido por CFE Transmisión.

Figura 9.6.23.11. Condiciones operativas precontingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 2)

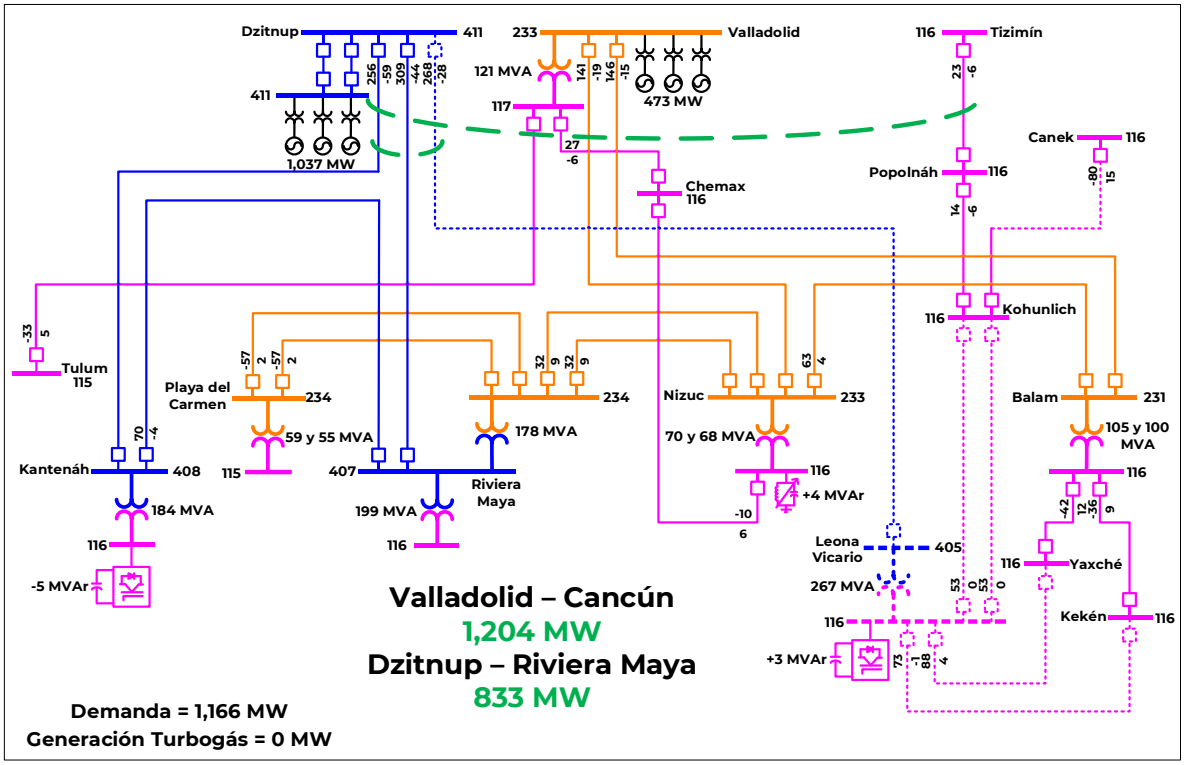
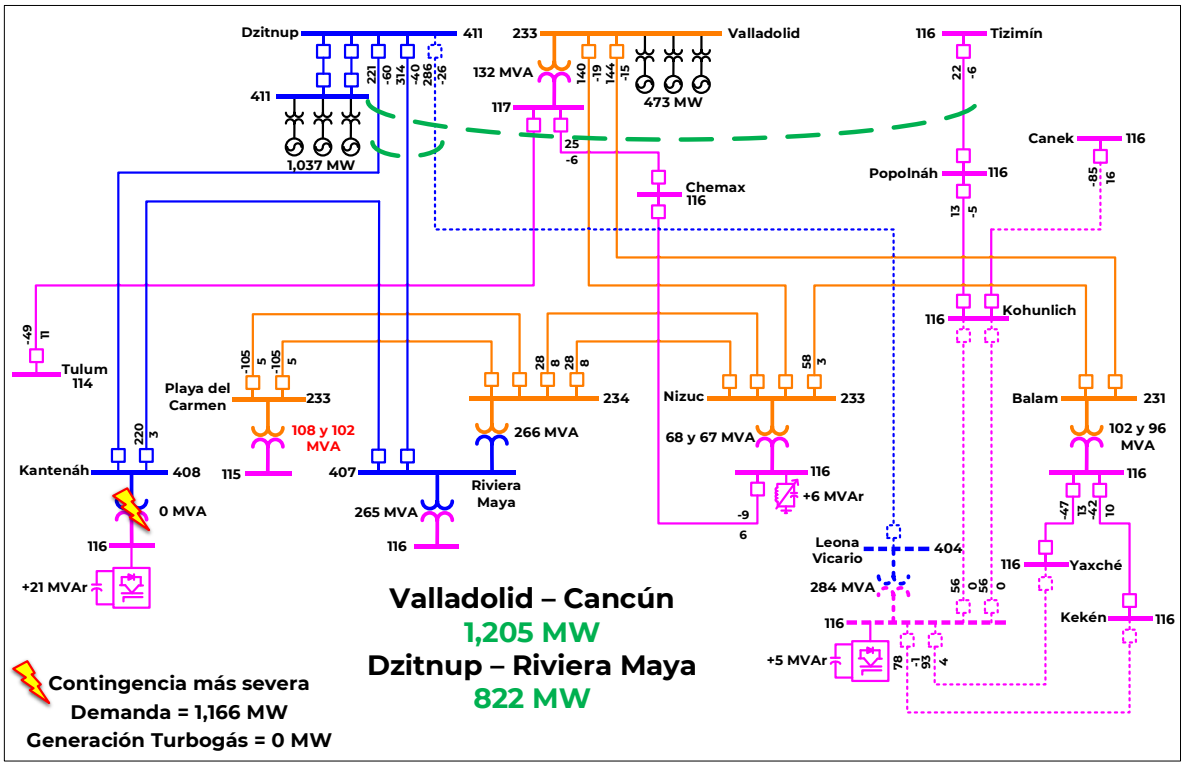


Figura 9.6.23.12. Condiciones operativas post-contingencia previstas en las zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Con Alternativa 2)



Con las obras propuestas en la Fase I y la Alternativa 2, ninguna línea de transmisión operaría por encima del 80% de su capacidad ante contingencia.

En el cuadro 9.6.23.16 se muestra el análisis de contingencias para identificar la cargabilidad de los bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya. Se puede observar que la adición de la transformación 400/115 kV propuesta en la SE Leona Vicario soluciona la problemática de sobrecarga en los bancos de transformación de Nizuc, Balam y Riviera Maya en red completa y ante contingencia. La única sobrecarga detectada es en los bancos de transformación de Playa del Carmen, pero ésta sería menor al 20 %, como se mencionó previamente.

Cuadro 9.6.23.16. Cargabilidad de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2)

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	46.8	Caso sin contingencia
	78.4	Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	44.3	Caso sin contingencia
	77.2	Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)	68.4	Caso sin contingencia
	98.2	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
	98.2	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)	69.5	Caso sin contingencia
	99.8	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
	99.8	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	58.7	Caso sin contingencia
	108.2	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	55.3	Caso sin contingencia
	101.9	Salida de Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	47.5	Caso sin contingencia
	78.9	Salida de Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)
	78.9	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	52.9	Caso sin contingencia
	72.0	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Kantenáh-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	49.1	Caso sin contingencia
	65.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Leona Vicario-TPN - 400/115 kV (375 MVA)	71.2	Caso sin contingencia
	90.6	Salida de LT Riviera Maya-A3Q60-Dzitnup - 400 kV

En el cuadro 9.6.23.17 se muestra que la red en 115 kV propuesta soluciona la problemática de colapso de voltaje del corredor Canek – Tizimín. Finalmente, el cuadro 9.6.23.18 presenta la aportación de potencia reactiva al sistema del CEV Nizuc y de los STATCOM Kantenáh y Balam. Ante cualquier contingencia se tendría margen de reserva suficiente en estos dispositivos.

Cuadro 9.6.23.17. Bajos voltajes en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2)

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	1.00	115.3	Caso sin contingencia
	1.00	114.6	Salida de LT Kantenáh-73ET0/73TE0-Aktun-Chen - 115 kV
Tulum (115 kV)	1.00	115.1	Caso sin contingencia
	0.98	113.0	Salida de LT Akumal II-73840-Tulum - 115 kV
Aktun-Chen (115 kV)	1.01	115.6	Caso sin contingencia
	1.00	114.9	Salida de LT Kantenáh-73ET0/73TE0-Aktun-Chen - 115 kV
Popolnáh (115 kV)	1.00	115.6	Caso sin contingencia
	0.99	114.2	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Kohunlich (115 kV)	1.01	115.9	Caso sin contingencia
	1.00	114.6	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV

Cuadro 9.6.23.18. Cargabilidad en elementos de compensación dinámica en 2024 con la Central Eléctrica Valladolid (Alternativa 2)

Equipo	Capacidad (MVAr)	Potencia Reactiva (MVAr)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Nizuc-CEV - 115 kV	+100/-30	4.4	4.4	Caso sin contingencia
		24.2	24.2	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Kantenáh-STATCOM - 115 kV	±100	-4.5	4.5	Caso sin contingencia
		22.6	22.6	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV
Leona Vicario-STATCOM - 115 kV	±150	3.2	2.2	Caso sin contingencia
		49.6	33.0	Salida de LT Dzitnup-A3PN0-Leona Vicario - 400 kV

En los cuadros 9.6.23.19 y 9.6.23.20 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas. Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, que se debe a mayores beneficios en cuanto a costos de producción y a energía no servida y también tiene un costo de inversión menor.

Cuadro 9.6.23.19. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
3.6	445.6	946.7	1,395.8	79.4	1,316.4	17.57

Millones de USA $ en VP 2021

Cuadro 9.6.23.20. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
3.5	426.2	772.3	1,202.0	126.8	1,075.1	9.48

Millones de USA $ en VP 2021

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.23.21 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la red eléctrica prevista en 2024; ambas tienen una ganancia en la capacidad de transmisión del enlace Valladolid – Cancún de 199 MW y 183 MW, respectivamente. Para el enlace Dzitnup – Riviera Maya, el aumento en la capacidad de transmisión es de aproximadamente 205 MW y 230 MW, respectivamente.

La infraestructura permite solventar la problemática de saturación en red completa de la transformación de la SE Nizuc y ante contingencia de la SE Riviera Maya y Balam. También, se evitaría el colapso de tensión de las SE Popolnáh y Kohunlich y aumentar la capacidad de transmisión para poder suministrar la demanda hasta 2028 sin la necesidad de despachar generación turbogás.

Cuadro 9.6.23.21. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Enlace	Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
Valladolid – Cancún	1,212 MW	1,411 MW	1,395 MW
Dzitnup – Riviera Maya	780 MW	985 MW	1,010 MW

El cuadro 9.6.23.22 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Ambas alternativas tienen ventajas y desventajas en cuanto a Confiabilidad para el suministro de la demanda en las zonas Cancún y Riviera Maya, no obstante, la Alternativa 1 tiene un menor costo de inversión y una mayor rentabilidad. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de las zonas Cancún y Riviera Maya.

Cuadro 9.6.23.22. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa ante mantenimiento en la red de 400 kV	Mayor	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Capacidad de transmisión Valladolid – Cancún	Mayor	Menor
Capacidad de transmisión Dzitnup – Riviera Maya	Menor	Mayor
Confiabilidad del suministro ante contingencias dobles en la red de 400 kV (N-2)	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2019)	1,822.5	2,852.2
Relación Beneficio/Costo	17.57	9.48

Gerencia de Control Regional Baja California

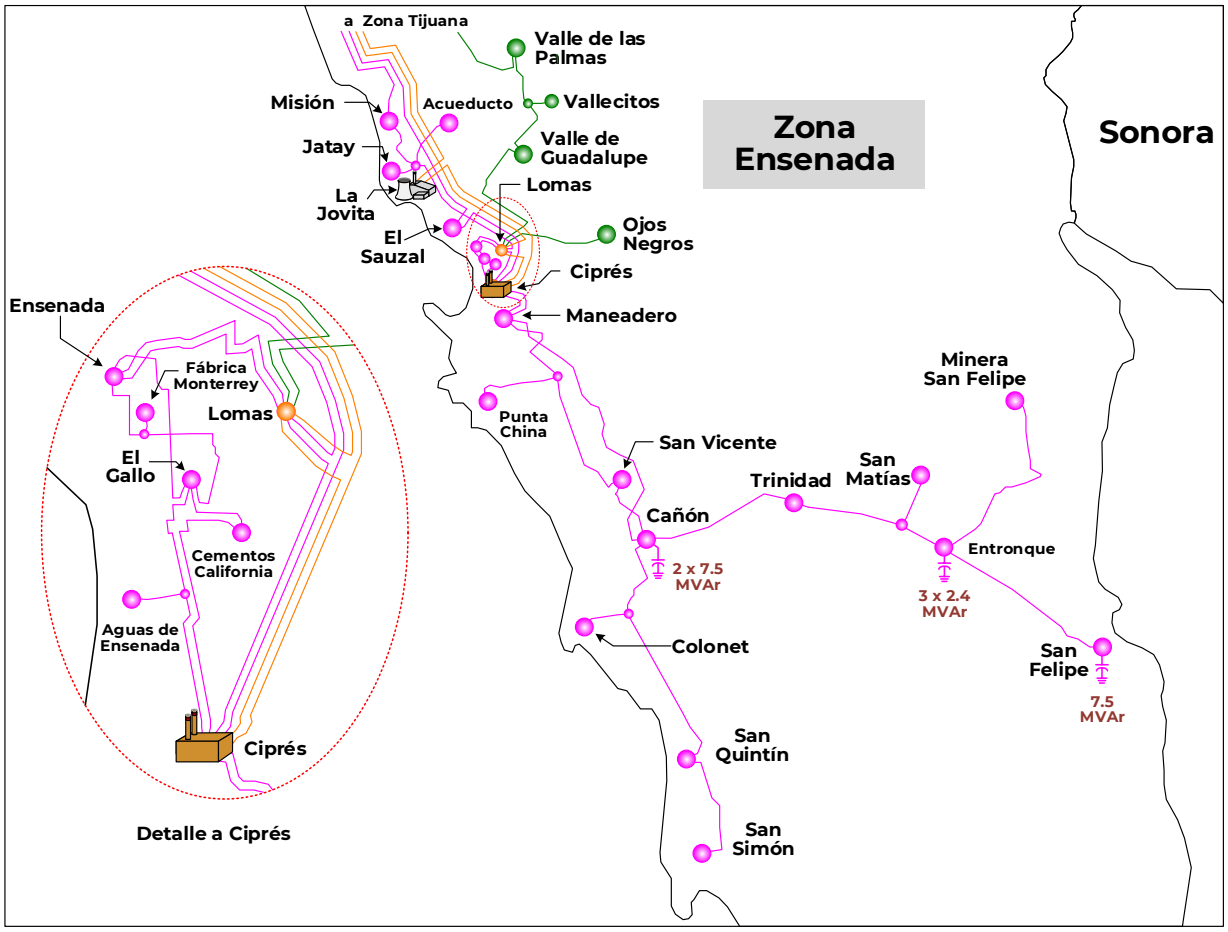
P20-BC1 Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada

Diagnóstico operativo.

La GCR Baja California está conformada por dos grandes regiones de carga: zona Valle y zona Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali, Baja California (BC) y San Luis Río Colorado, Sonora; mientras que la segunda comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín en BC. Para atender el suministro de energía en las ciudades de Ensenada y San Quintín, se realiza la importación de energía desde tres puntos, el primero a través de una LT en 230 kV y dos LT en 115 kV provenientes de la Subestación Eléctrica (SE) Presidente Juárez, el segundo de la Central Eléctrica (CE) Baja California Tres y el tercero mediante un enlace en 69 kV proveniente de la SE Herradura.

La energía proveniente de los puntos descritos fluye a través de tres bancos de transformación 230/115 kV con capacidad total de 300 MVA y la red de 115 kV. En la Figura 9.6.24.1 se muestra geográficamente la red eléctrica principal la zona Ensenada en 2019.

Figura 9.6.24.1. Infraestructura eléctrica existente en 2019 en la zona Ensenada



La zona Ensenada en 2019 alcanzó un valor de demanda integrado de 238 MW de carga lo cual representa un crecimiento del 1% respecto al año anterior.

La ciudad de Ensenada cuenta con una red eléctrica que forma un anillo en 115 kV y que presenta una alta Confiabilidad y seguridad en el suministro de las necesidades de energía, sin embargo, al sur de la ciudad de Ensenada sobre la costa del Océano Pacífico se han desarrollado Centros de Carga de índole agrícola y medianas empresas que presentan un crecimiento continuo en los poblados de San Simón y San Quintín. Al mismo tiempo, hacia el Mar de Cortés se tienen desarrollos turísticos y mineros, los cuales son suministrados desde la ciudad de Ensenada en 115 kV.

Las SE Maneadero, San Vicente, Cañón, Trinidad, San Felipe, Colonet, San Quintín y San Simón abastecen sus necesidades de energía mediante dos Líneas de Transmisión en 115 kV provenientes de la SE Ciprés hasta la SE Cañón y se redistribuye a través de enlaces radiales en 115 kV, uno hacia la costa del Océano Pacífico y el otro atraviesa la península e BC hacia el Mar de Cortés para suministrar la carga a distancias muy alejadas eléctricamente de la ciudad de Ensenada y de los puntos de generación de la zona Ensenada, lo que dificulta el control de voltaje.

Durante el año 2019, las líneas de transmisión provenientes de la SE Ciprés registraron un flujo máximo integrado de 99 MW (incluye pérdidas por transmisión), mientras que los enlaces salientes de la SE Cañón con dirección a la SE San Quintín y San Felipe registraron un flujo máximo integrado de 44 MW y 39 MW respectivamente. Respecto al control de voltaje en la zona con red completa, la SE San Quintín presentó un perfil de voltaje fuera de los rangos de operación, con una caída de tensión del 3% por más de 800 horas y del 5 % por más de 40 horas al año.

Debido a la topología de la red radial de la zona Ensenada, al ocurrir un disparo de alguna de las líneas de 115 kV provenientes de la SE Ciprés, se ve afectado el perfil de voltaje en todas las subestaciones eléctricas al sur de la SE Ciprés registrando magnitudes que activan los esquemas remediales que afectan carga en las subestaciones eléctricas involucradas.

Adicional al crecimiento poblacional, en las ciudades de Ensenada, San Felipe y San Quintín se presenta un giro económico en su mayoría de tipo turístico, por lo cual recibe un gran número de solicitudes de conexión de nuevos centros de carga, así como incrementos de carga de las industrias ya instaladas. Este crecimiento de carga sumado a la insuficiente infraestructura al sur de Ensenada, que es necesaria para satisfacer la demanda, agrava la situación de cargabilidad en los enlaces de 115 kV, así como la degradación del perfil de voltaje de las Subestaciones Eléctricas más alejadas de las centrales eléctricas, por lo cual se podría llegar a restringir o impedir la conexión de nuevos centros de carga y por consiguiente detener el crecimiento económico de la región.

Actualmente, se encuentra en proceso de pruebas preoperativas un parque eólico entre las subestaciones Trinidad y San Felipe, proyecto eólico denominado San Matías, con una capacidad de 30 MW.

Para verano 2024 se espera la entrada en operación del Proyecto "El Arrajal Banco 1", que fue instruido por La SENER a la CFE para su construcción, el cual incluye bancos de transformación con relación 230/115 kV y una capacidad total de 100 MVA, se interconectará con la zona Mexicali en la SE Cerro Prieto Dos mediante una Línea de Transmisión en 230 kV y hacia la zona Ensenada se conecta en el lado de 115 kV a las SE San Felipe, Entronque Minera y Minera, de esta forma, se incrementa la transmisión y transformación en la zona Ensenada y se fortalece el suministro de energía eléctrica a la ciudad de San Felipe, sin embargo, la problemática de voltaje en el corredor en 115 kV entre la SE Cañón – San Quintín – San Simón prevalece y no se resuelve con el proyecto de El Arrajal.

La Figura 9.6.24.2, muestra gráficamente las curvas de duración de la demanda estimada para la zona radial de zona Ensenada hasta el 2026 incluyendo pérdidas de transmisión I^2R, donde se observa que para el año 2026 se rebasaría el límite de capacidad de transmisión por límite térmico de la LT 73110 Ciprés – Maneadero en caso de no entrar en operación el Proyecto El Arrajal Banco 1.

Adicionalmente en la Figura 9.6.24.3, se muestran las curvas de duración de la demanda estimada para el ramal LT 73130 que alimenta las subestaciones Colonet, San Quintín y San Simón hasta el año 2026 incluyendo pérdidas de transmisión I^2R, donde se observa que no se viola el límite térmico de la LT, por tanto, es posible incrementar la capacidad de este enlace mediante equipos de compensación capacitiva.

Figura 9.6.24.2. Curva de duración de la demanda de la zona radial de Ensenada 2019-2026

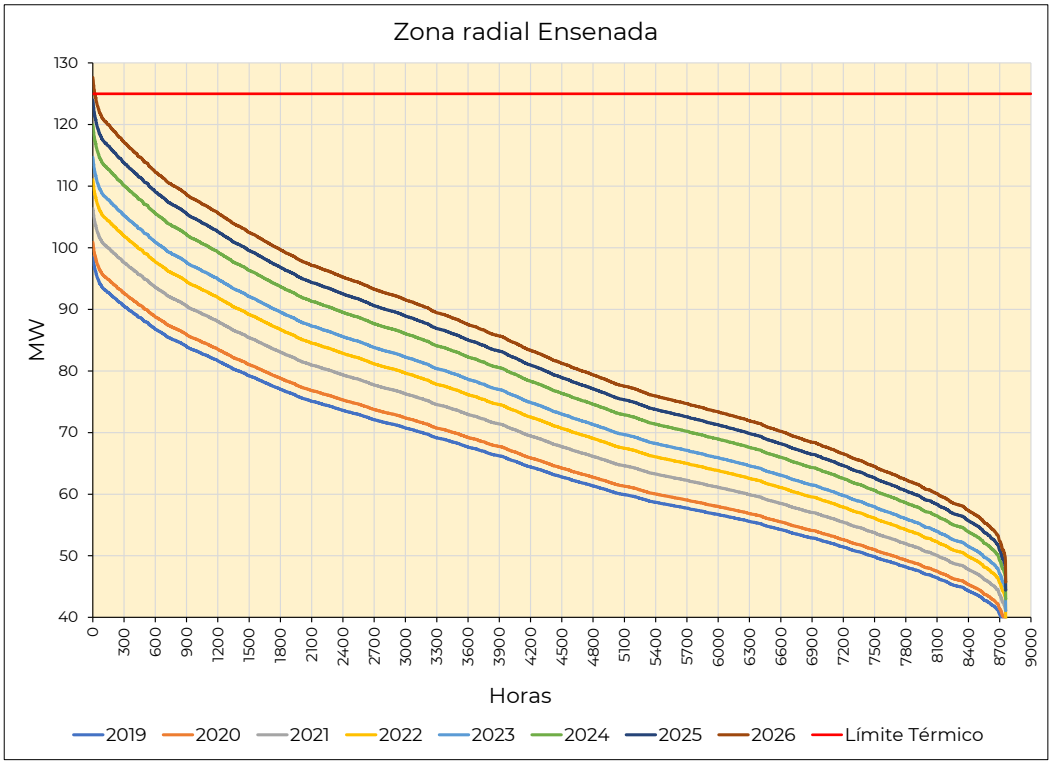
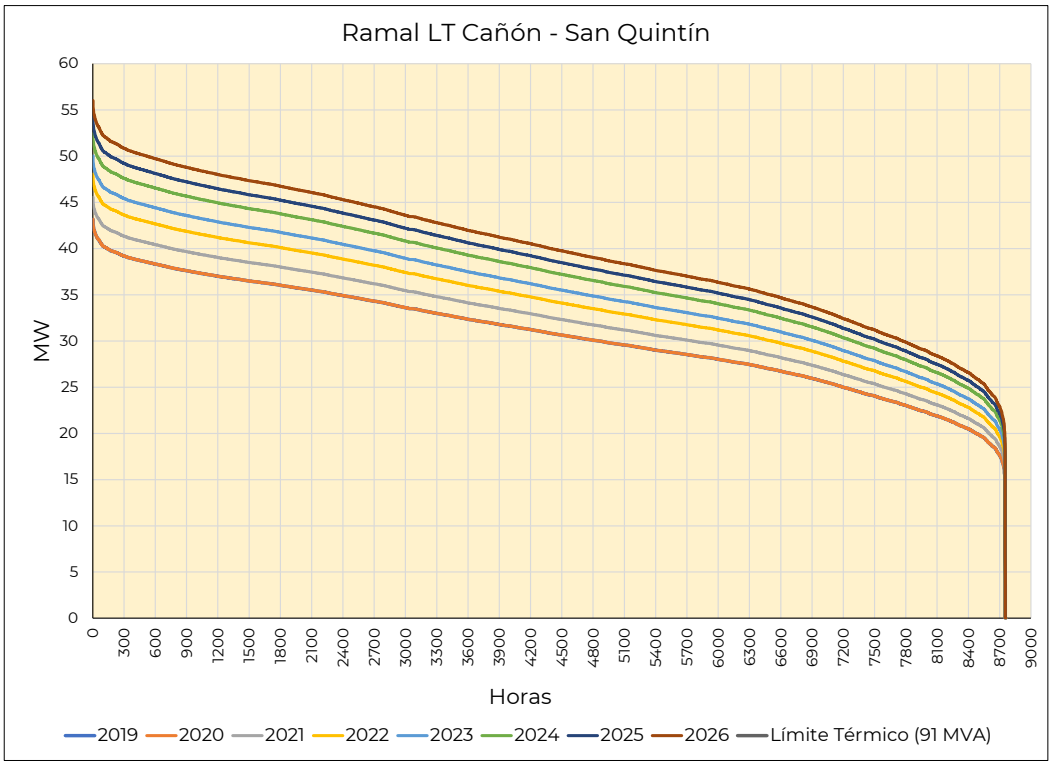


Figura 9.6.24.3. Curva de duración de demanda del ramal LT-73130 KON-SQN 2019-2026

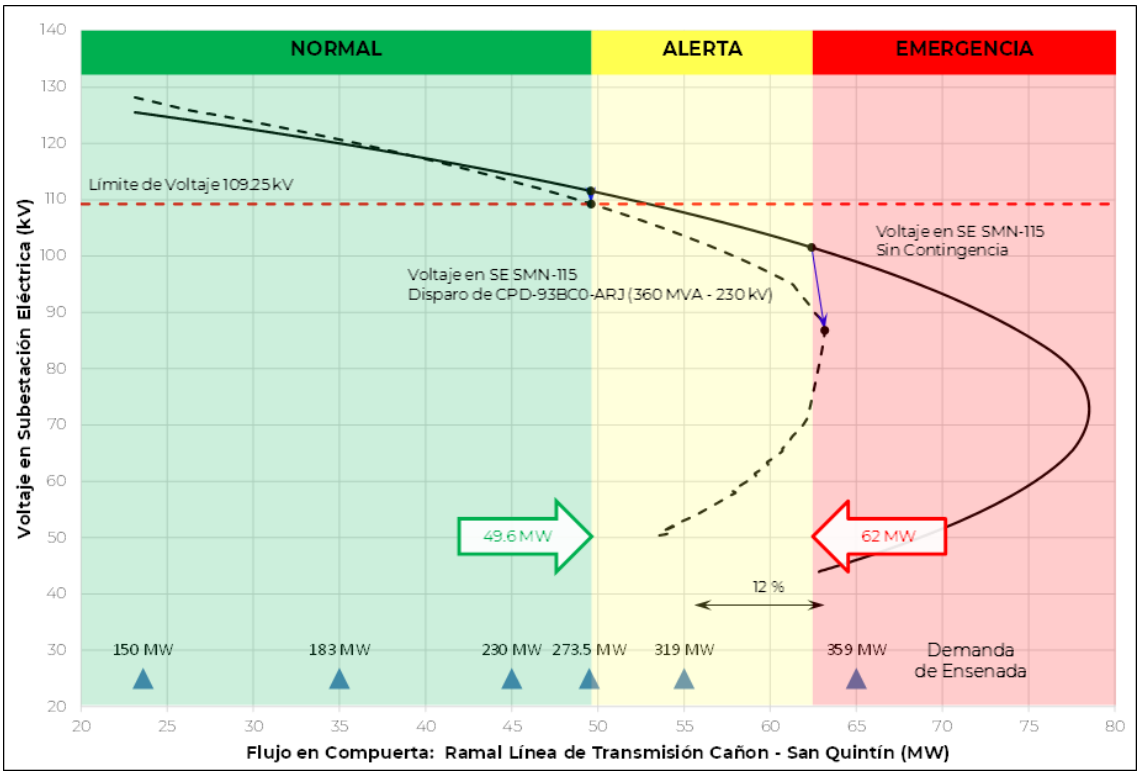


En la Figura 9.6.24.4 se presentan las curvas PV en la SE San Simón en condición de red completa y ante la contingencia sencilla más severa N-1. Se considera la entrada en operación de los proyectos instruidos en la zona Ensenada, previo al 2024 y son:

1) Capacitor en la SE San Simón.
2) Proyecto El Arrajal Banco 1.
3) Maneadero entronque Ciprés – Cañón.
4) No considera compensación capacitiva en la SE San Quintín ya que es un proyecto legado que no ha continuado y que el proyecto nuevo propuesto puede reemplazar.

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, y que para mantener un perfil de voltaje dentro de la banda permitida en condición N-1 se requiere de un equipo que tenga una fuente de regulación reactiva capacitiva dinámica en la SE San Quintín.

Figura 9.6.24.4. Curva PV con red completa y contingencia sencilla más severa en la SE San Simón



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos alternativas para resolver la problemática de voltaje al sur de la zona Ensenada, así como, incrementar la capacidad de transmisión en el corredor Cañón - San Quintín - San Simón, lo que permitirá atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio; las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un STATCOM de 30/-30 MVAr de capacidad en la SE San Quintín.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Colonet entronque Cañón – San Quintín en 115 kV y las dos bahías para incorporar los alimentadores en 115 kV en la SE Colonet.

Compensación:

- Compensación reactiva capacitiva discreta en las subestaciones eléctricas San Quintín y Colonet.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En las Figuras 9.6.24.5 y 9.6.24.6 se muestra un diagrama unifilar

simplificado con cada alternativa analizada. Remarcando las obras de cada una de ellas.

Figura 9.6.24.5. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

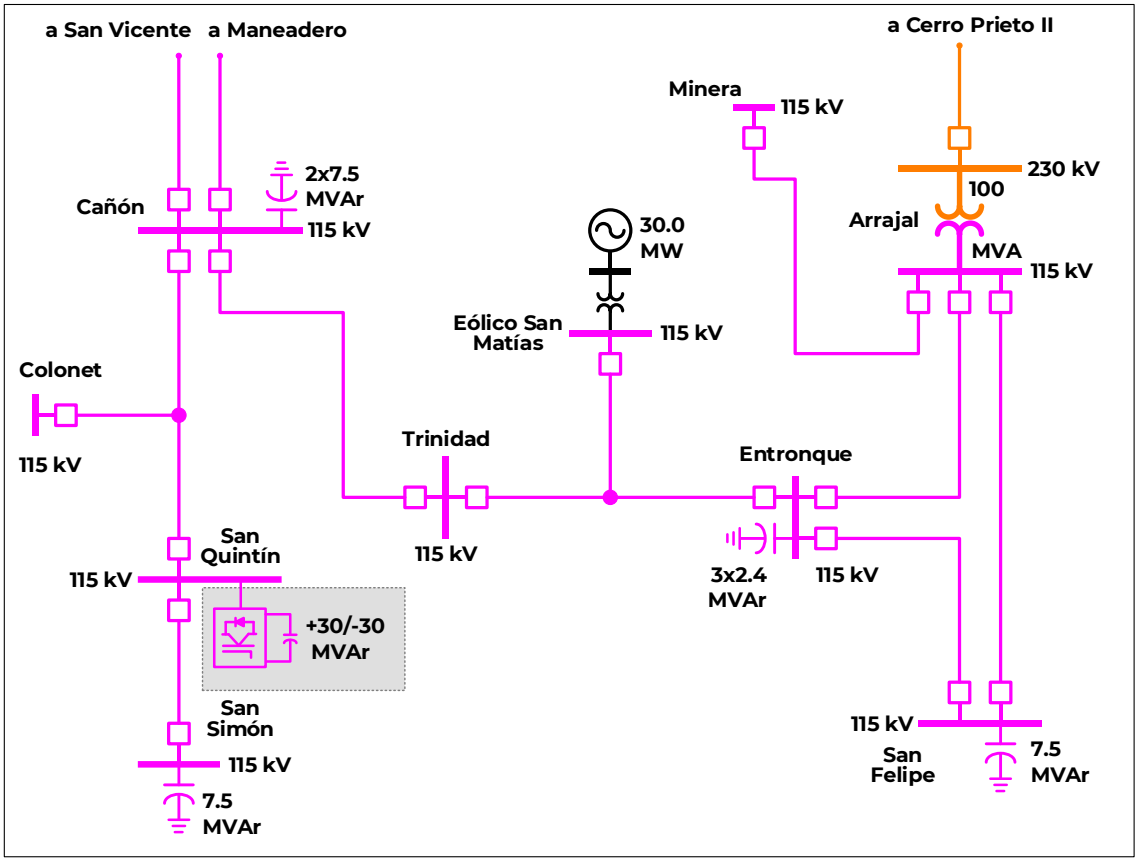
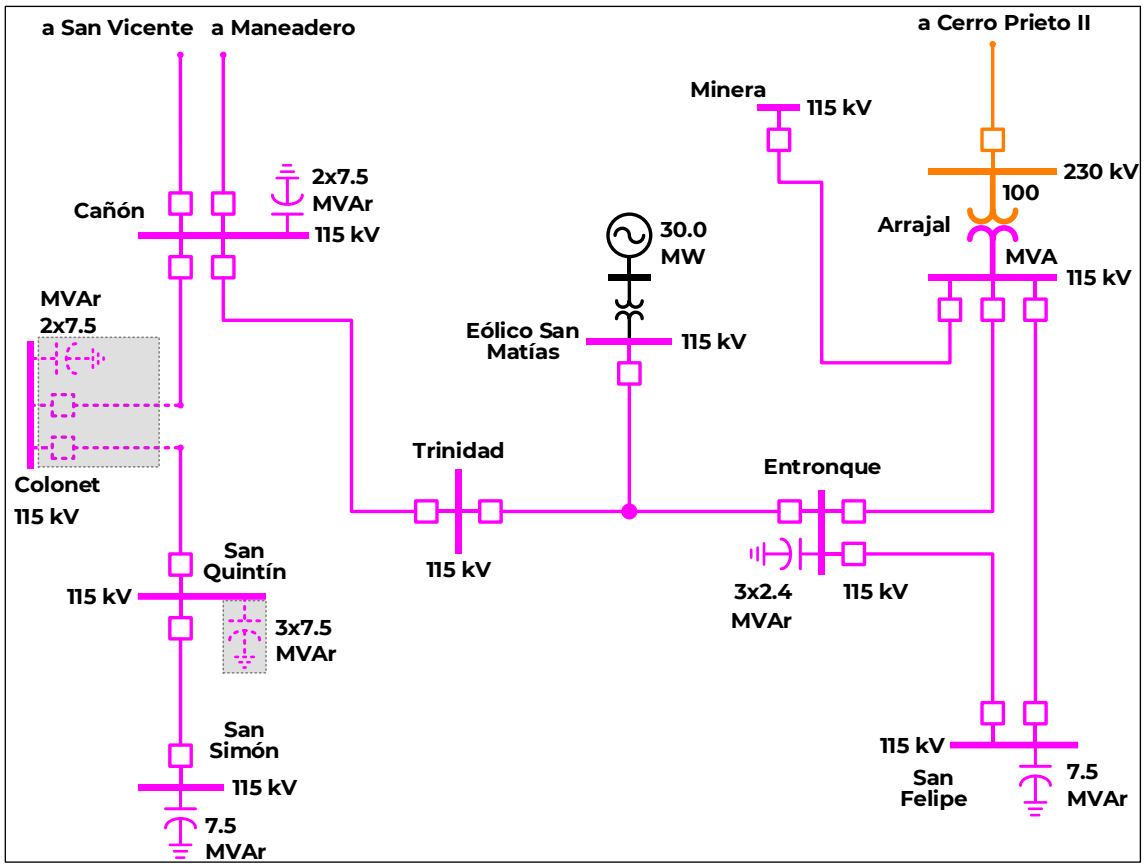


Figura 9.6.24.6. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

El costo total de la Alternativa 1 es de **140.823 millones de pesos**, (7.310 millones de dólares con una paridad de 19.2636), la cual consta de un STATCOM de 30/-30 MVAr de capacidad reactiva e inductiva.

El Cuadro 9.6.24.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.24.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
San Quintín STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) / 30(Cap.)	abr-23	abr-24	140.823
Total						**140.823**

Por otra parte, el costo de la Alternativa 2 es de **159.819 millones de pesos**, (8.296 millones de dólares con una paridad de 19.2636), la cual consiste en compensación capacitiva discreta con 3 bloques de 7.5 MVAr para disponer de una capacidad de 22.5 MVAr en la SE San Quintín y compensación capacitiva discreta con 2 bloques de 7.5 MVAr para disponer de 15 MVAr en la SE Colonet, adicionalmente requiere la realización de la barra en la SE Colonet y dos bahías de alimentación en 115 kV para entroncar la LT Cañón - San Quintín que

actualmente opera en forma de derivación en la SE Colonet.
Los Cuadros 9.6.24.2 a 9.6.24.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.24.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Colonet entronque Cañón - San Quintín	115	2	2.0	abr-23	abr-24	3.892
Total			**2.0**			**3.892**

Cuadro 9.6.24.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Colonet	Alimentadores Ampliación	2	115	abr-23	abr-24	40.790
Total						**40.790**

Cuadro 9.6.24.4. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
San Quintín MVAr	Capacitor Discreto	115	3 x 7.5	abr-23	abr-24	69.082
Colonet MVAr	Capacitor Discreto	115	2 x 7.5	abr-23	abr-24	46.055
Total			**37.5**			**115.137**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica, se podrá incrementar la capacidad de transmisión de la parte radial de la zona Ensenada. Como la limitante es por el voltaje que se presenta en las SE San Quintín y San Simón, en las Figuras 9.6.24.7 y 9.6.24.8 se muestran las curvas PV monitoreándose el voltaje en SE San Quintín y San Simón, así como el flujo por la LT-Cañón - 73130- San Quintín ante la contingencia más severa n-1 de cada alternativa, respectivamente. En dichas figuras se observa que para ambas alternativas se incrementa la capacidad de suministro de energía eléctrica en la zona Ensenada. Sin embargo, con la Alternativa 1, se tendrá un perfil fino del voltaje en las subestaciones eléctricas más débiles en el área de influencia.

Figura 9.6.24.7. Curva de PV con Alternativa 1

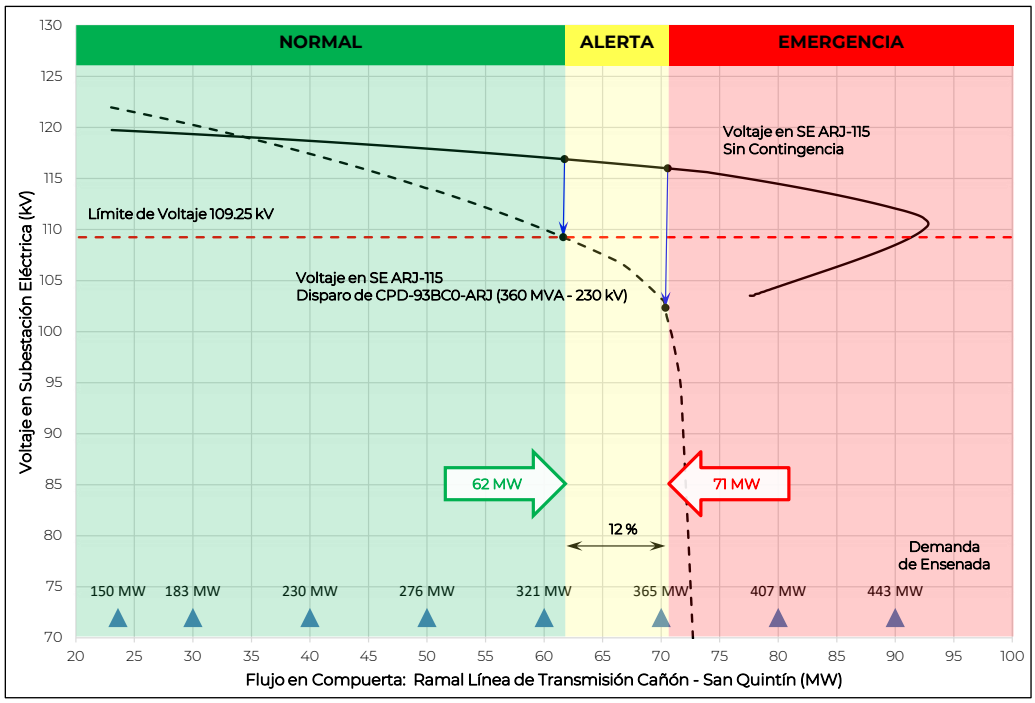
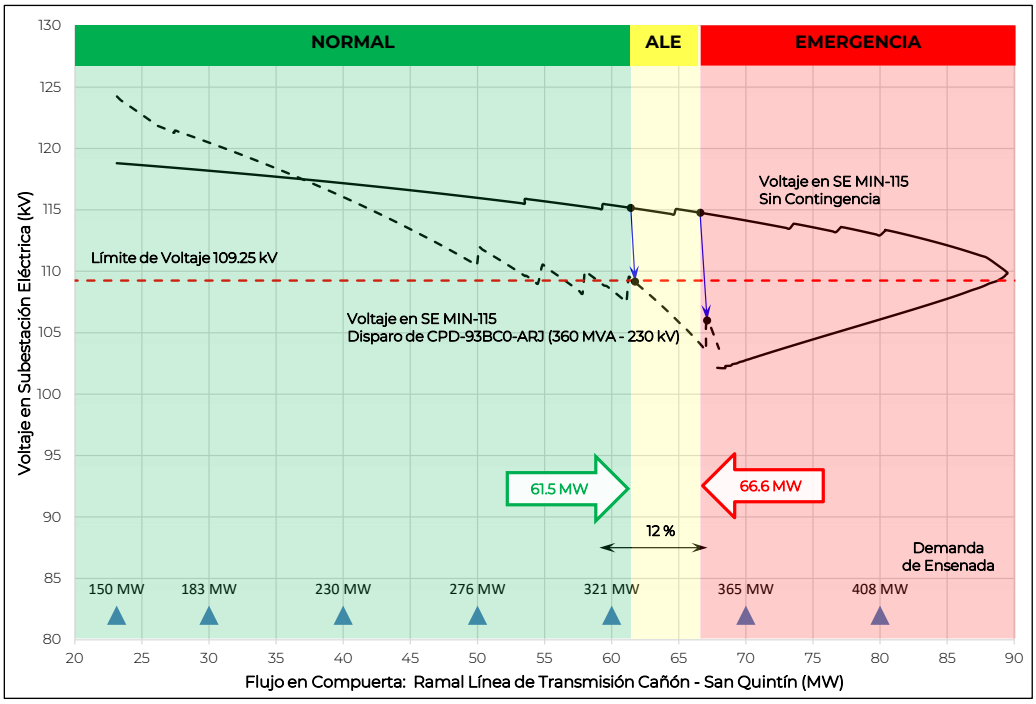


Figura 9.6.24.8. Curva PV con Alternativa 2



En la Figura 9.6.24.9 se muestra la condición de demanda máxima de 2024 sin el proyecto, considera red completa y se observa el comportamiento eléctrico en el área de influencia del proyecto. La Figura 9.6.24.10 muestra el escenario anterior ante la contingencia sencilla más

severa. Se puede observar que en condición de red sin proyecto se tiene una caída de voltaje en las SE radiales de la zona Ensenada quedando valores de voltaje por debajo de la banda operativa permitida, requiriéndose un corte de carga de 3 MW. Ver Figura 9.6.24.11.

Por otro lado, en las Figuras 9.6.24.12 y 9.6.24.13 se aprecia el escenario de 2024 con las Alternativas 1 y 2, respectivamente del proyecto. Se observa que ante la misma condición de demanda máxima ambas alternativas mejoran el perfil de voltaje en el área de influencia.

Figura 9.6.24.9. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto

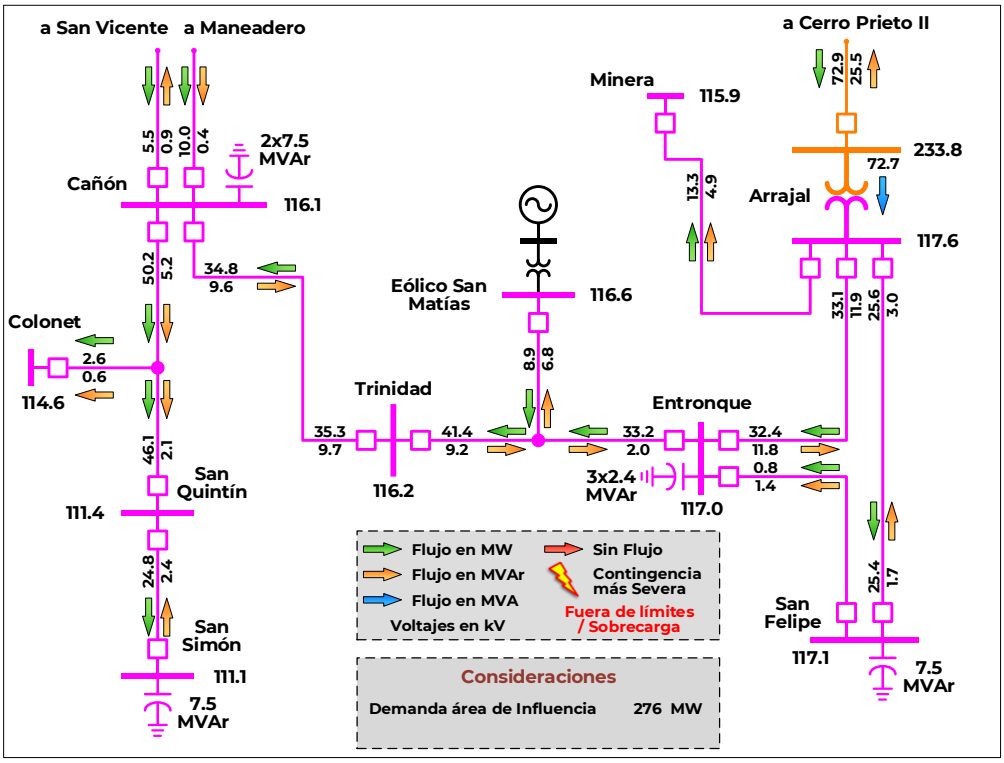


Figura 9.6.24.10. Escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Cerro Prieto Dos – El Arrajal en 230 kV

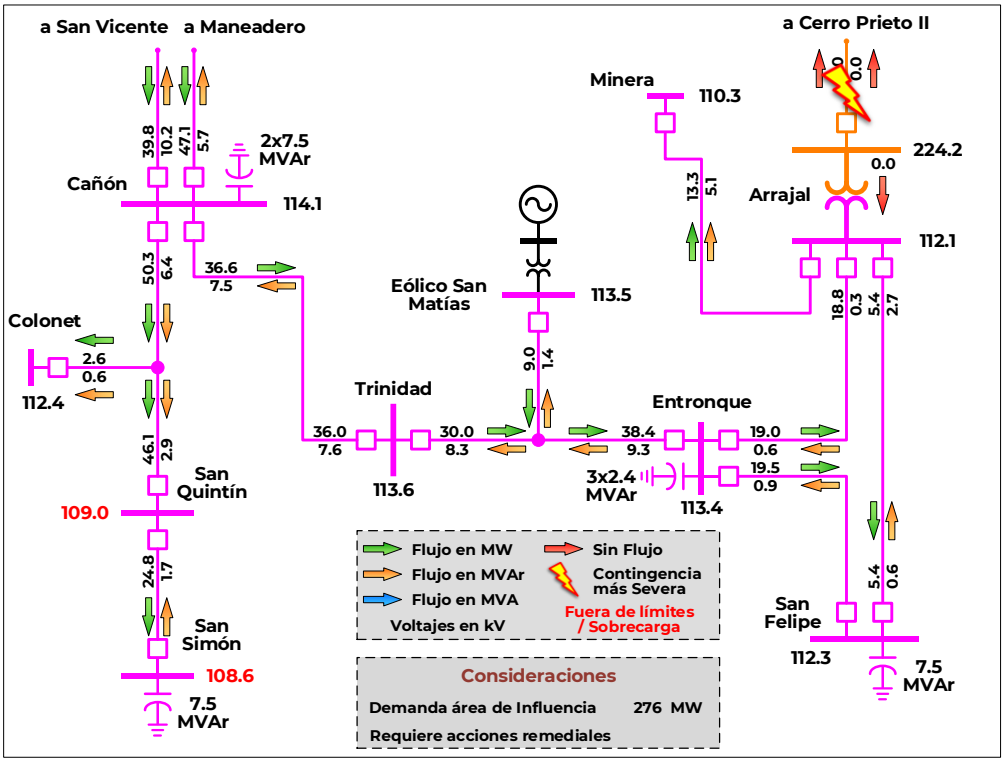


Figura 9.6.24.11. Escenario de demanda de saturación en el área de influencia sin proyecto ante disparo de LT Cerro Prieto Dos – El Arrajal en 230 kV con corte de carga

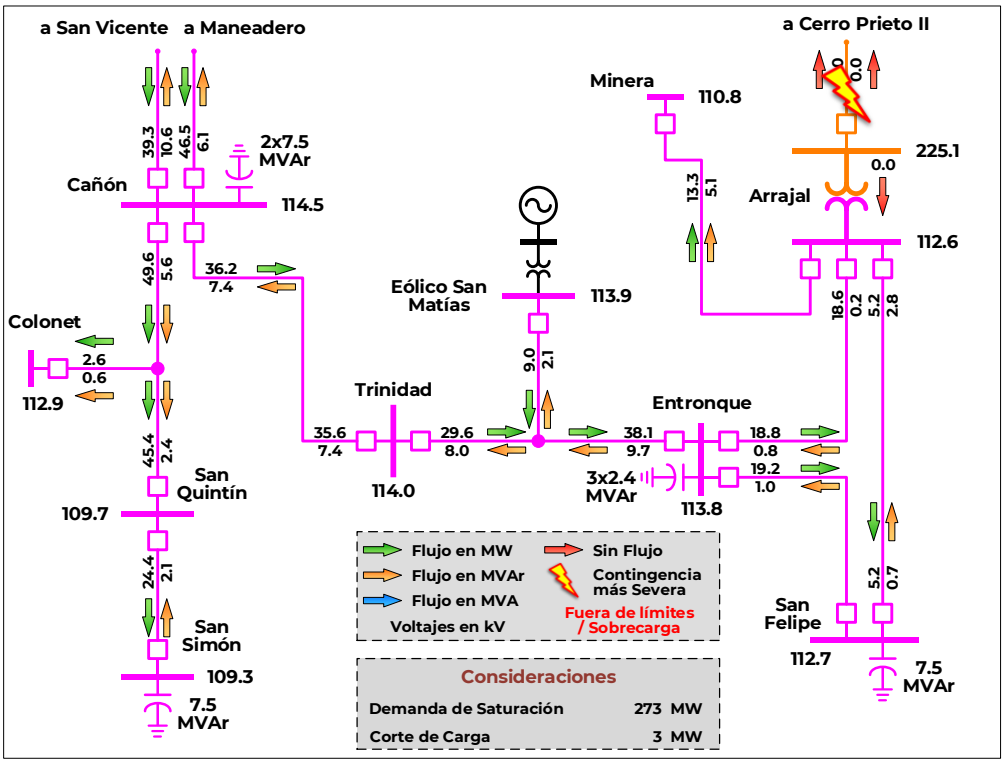


Figura 9.6.24.12. Escenario de demanda de saturación en el área de influencia para la Alternativa 1 ante disparo de LT Cerro Prieto Dos – El Arrajal

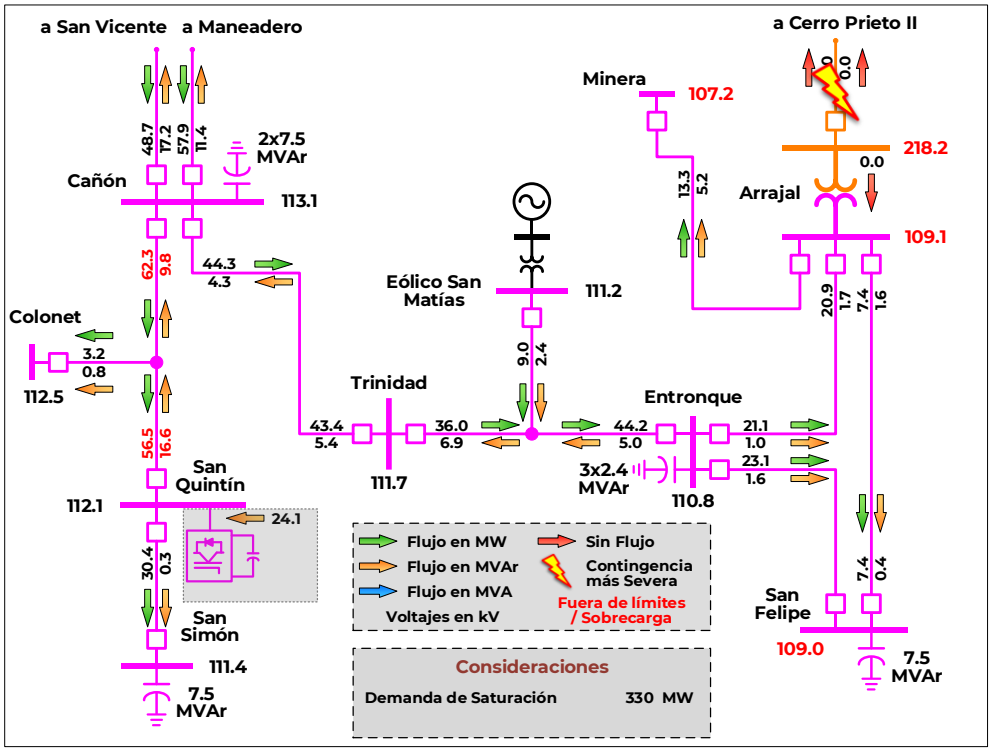
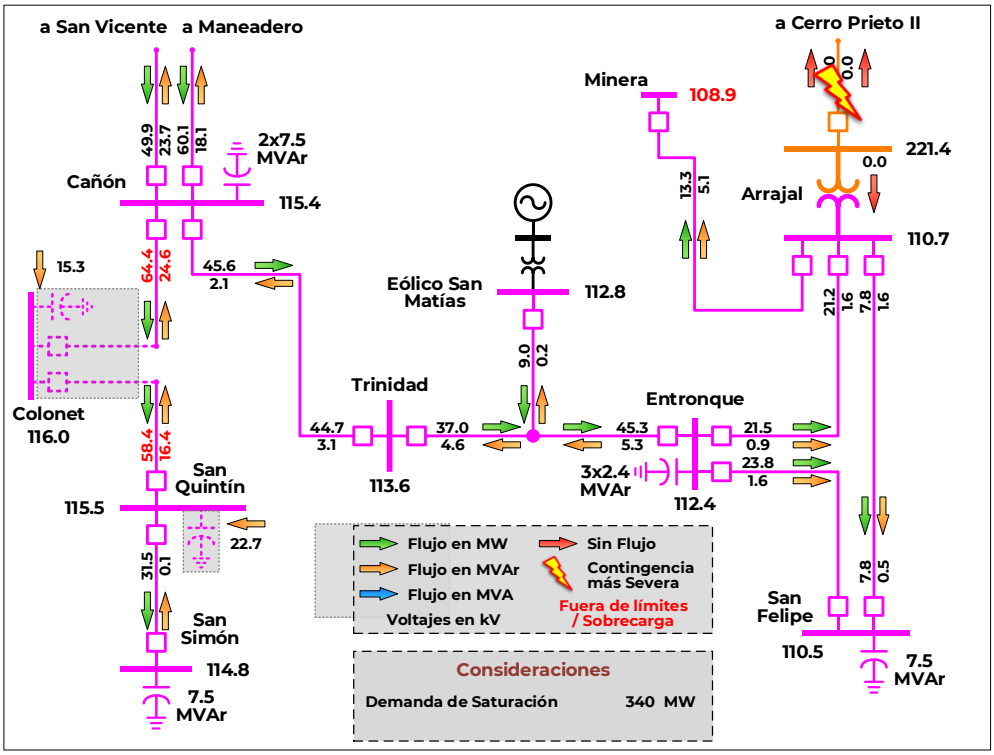


Figura 9.6.24.13. Escenario de demanda de saturación en el área de influencia para la Alternativa 2 ante disparo de LT Cerro Prieto Dos – El Arrajal



Por tanto, ambas alternativas mejoran el perfil de voltaje en condiciones de operación normal (red completa), así como ante la contingencia de la pérdida de una línea de transmisión (N-1) mantienen el suministro de la carga.

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 bajos voltajes en la parte sur de la ciudad de Ensenada, en particular a la región que suministra los poblados de San Simón y San Quintín.

Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad en la red eléctrica en la zona Ensenada y se podrá atender las solicitudes de nuevos centros de carga lo que propiciará el desarrollo regional.

En los Cuadros 9.6.24.5 y 9.6.24.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.24.5. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
606.29	-14.15	592.13	406.12	126.92	186.01	1.47

Cuadro 9.6.24.6. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
626.83	-6.91	619.92	421.02	143.49	198.89	1.39

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.6.24.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda, en donde ambas alternativas tienen valores de saturación similares, es decir, se contaría con la infraestructura suficiente para poder utilizar la capacidad de transformación disponible en la zona.

Cuadro 9.6.24.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	288MW	273 MW
Alternativa 1	384 MW	330 MW
Alternativa 2	386 MW	340 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.6.24.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.24.8. 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	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de pesos 2019	140.82	159.82
Relación Beneficio/Costo	1.47	1.39

Por los resultados de los estudios técnicos se concluye que la Alternativa 1 presenta una mayor Confiabilidad y rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Ensenada.

P20-BS1 Compensación Capacitiva en la zona Los Cabos

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica hacia la ciudad de Los Cabos en el estado de BCS se realiza a través de dos Líneas de Transmisión de 230 kV que enlazan la SE Olas Altas en la zona La Paz con la SE El Palmar en la zona Los Cabos, adicionalmente, se tiene una LT en 115 kV entre la SE El Triunfo en la zona La Paz, y la SE Santiago en la zona Los Cabos. El flujo proveniente del enlace de 230 kV entra a la zona Los Cabos a través de dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y relación de transformación 230/115 kV en la SE El Palmar, y un autotransformador de 230/115 kV de 225 MVA en la SE Turbogás Los Cabos el cual entró en operación durante el periodo de verano de 2020.

El crecimiento de la demanda esperada en las Subestaciones Eléctricas que conforman la zona de carga Los Cabos, ha tenido un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones de carga de índole turística, así como el crecimiento poblacional en la ciudad, además se proyectan nuevas centrales desaladoras para resolver la problemática de agua potable que tiene el estado de BCS. 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 centrales de generación en la zona. Por tanto, para suministrar la demanda del área de influencia, se estará dependiendo de la generación instalada en la zona La Paz.

Con el crecimiento esperado de la demanda en la zona Los Cabos se incrementarán las necesidades de soporte de voltaje, además, debido a que la generación de la Central Turbogás Los Cabos únicamente se despachará en condiciones de emergencia, no se tendría el aporte de potencia reactiva que proporcionan estas unidades de generación en forma local a la zona Los Cabos.

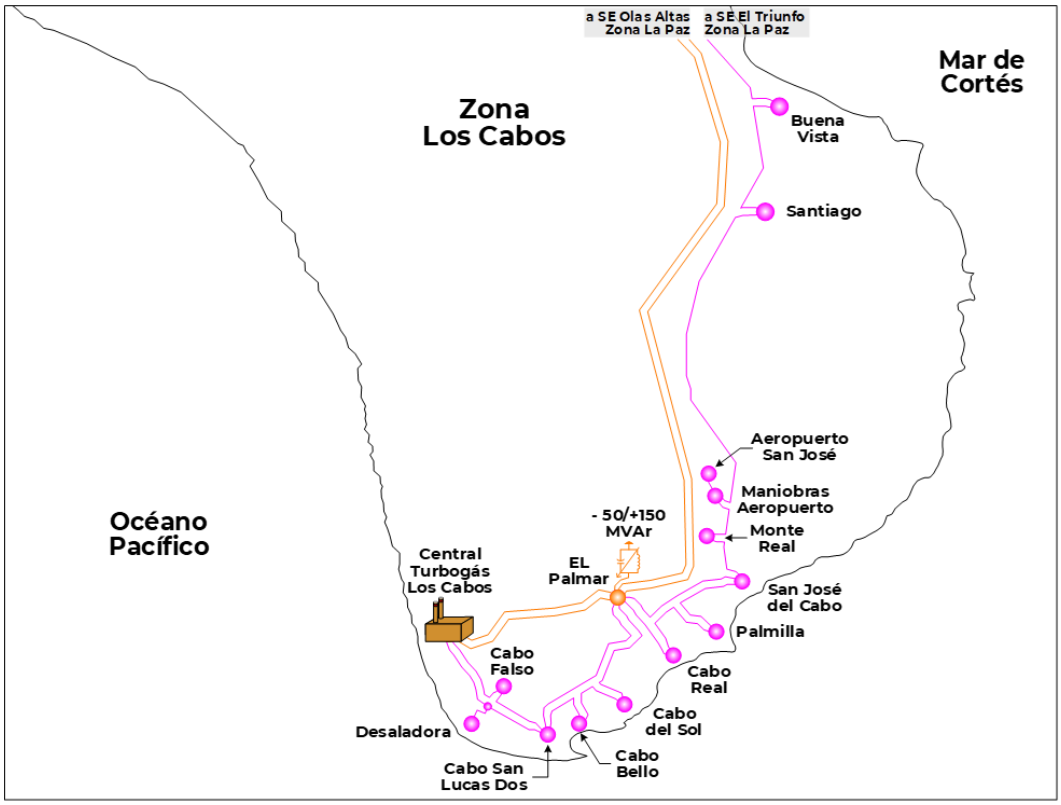
La incorporación del proyecto de transformación denominado “Turbogás Los Cabos Banco 1” solucionó la problemática actual de saturación de la capacidad de transformación en la zona Los Cabos, con la nueva infraestructura, que ha sido instruida la cual considera nuevo equipo de compensación capacitiva en distintas Subestaciones Eléctricas, se asegura la confiabilidad del suministro de energía y será posible atender el crecimiento esperado de la demanda futura.

En el corredor de 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos, se presenta una problemática de regulación de tensión entre las SE El Triunfo y San José del Cabo ante contingencia sencilla, lo que resulta en voltajes por debajo de los límites operativos establecidos. Por lo anterior, se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el corredor de 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos.

Las SE en el corredor de 115 kV son: SE Buena Vista (BUV), la cual entrará en operación en el 2021 y tendrá una capacidad de trasformación de 20 MVA que suministrará carga hotelera y residencial, Santiago, Aeropuerto San José y Monte Real que actualmente se encuentra en proceso de construcción y se espera tener en operación en 2021.

La Figura 9.6.25.1 muestra la topología eléctrica de la zona Los Cabos en 2024.

Figura 9.6.25.1. Infraestructura eléctrica prevista en zona Los Cabos 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado dos alternativas de solución para mejorar el perfil de voltaje en la infraestructura de la zona Los Cabos, las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Compensación reactiva en las Subestaciones Eléctricas Buena Vista y Monte Real de 7.5 MVAr y 15 MVAr, respectivamente.

Alternativa 2

Compensación:

- Compensación Dinámica en SE Monte Real, con una capacidad de +30/0 MVAr.

Las fechas 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 2024.

En las Figuras 9.6.25.2 y 9.6.25.3 se muestran los diagramas simplificados de ambas alternativas, remarcando las obras descritas.

Figura 9.6.25.2. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

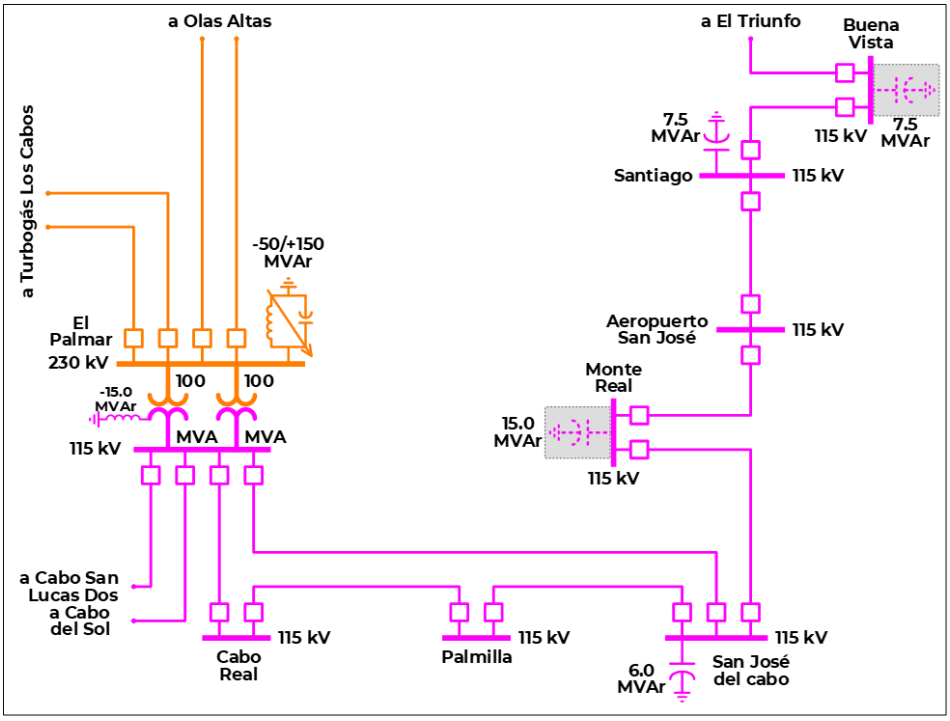
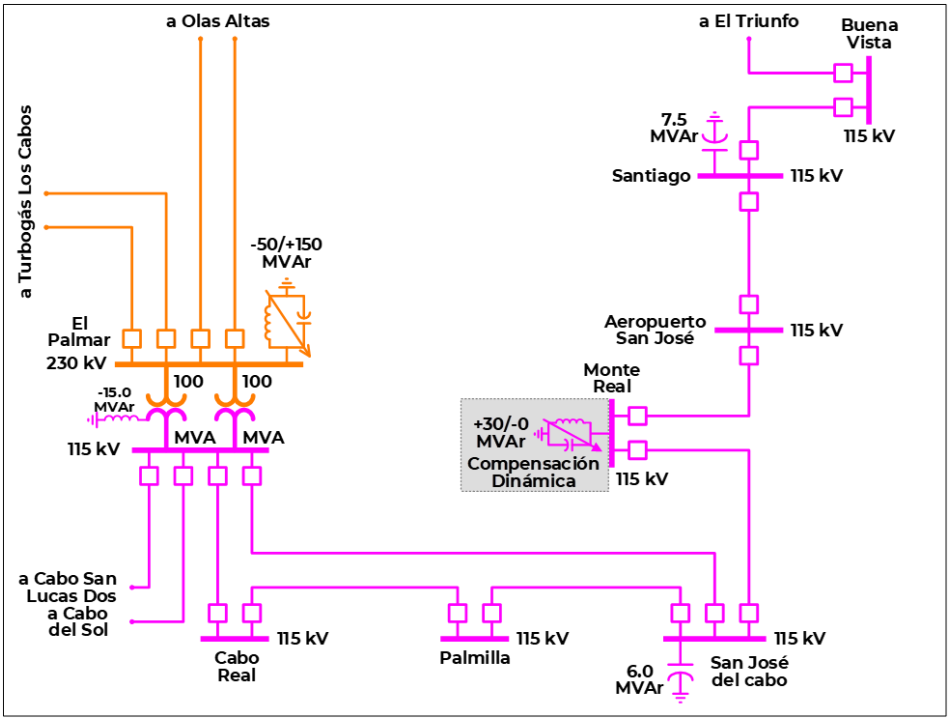


Figura 9.6.25.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

El costo total del proyecto analizado es de **53.466 millones de pesos**, la cual consiste en dos equipos de compensación capacitiva, el primero de 7.5 MVAr y otro de 15 MVAr. Utilizando una paridad de 19.2636 pesos/dólar se obtiene el costo de inversión en 2.77 millones de dólares.

El Cuadro 9.6.25.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.25.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Monte Real MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	26.754
Buena Vista MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	26.712
Total			**22.5**			**53.466**

Por otra parte, el costo de la Alternativa 2 es de **66.652 millones de pesos**, y consiste en un equipo de compensación dinámica con una capacidad de 30/0 MVAr. Utilizando una paridad de 19.2636 pesos/dólar se obtiene el costo de inversión en 3.46 millones de dólares.

El Cuadro 9.6.25.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.25.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Compensación Dinámica SE Monte Real	Compensación Dinámica	115	0 (Ind.) / 30 (Cap.)	abr-24	abr-24	66.652
Total			**30.0**			**66.652**

Cap. Capacitiva
Ind. Inductiva

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica propuestas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión en 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos, se elimina la problemática de baja tensión en las SE Buena Vista, Santiago, Monte Real y Aeropuerto San José ante contingencia sencilla.

La Figura 9.6.25.4 muestra la condición operativa sin el proyecto, se observa la red de transmisión en 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos ante la condición de demanda máxima del área de influencia que corresponde a la zona Los Cabos.

En la Figura 9.6.25.5 se observa el efecto ante la contingencia del disparo de la LT Monte Real – San José del Cabo, los voltajes en las Subestaciones Eléctricas en la red de 115 kV se encuentran en valores por debajo del límite establecido en el Código de Red (0.95 pu), se requiere un corte de carga para mantener el sistema operando dentro de sus límites de seguridad. El escenario ante el corte de carga se aprecia en la Figura 9.6.25.6.

Figura 9.6.25.4. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia (zona Los Cabos)

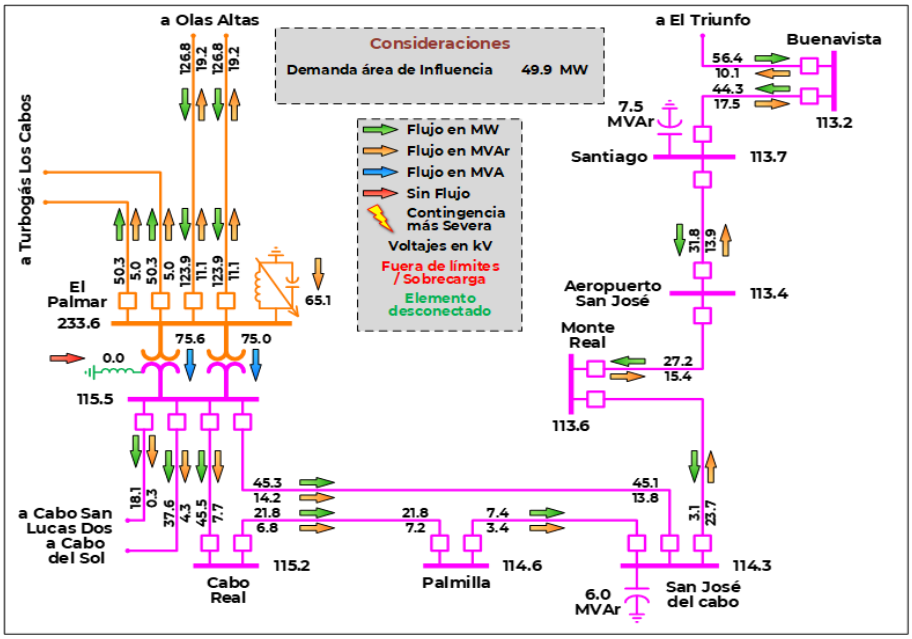


Figura 9.6.25.5. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa

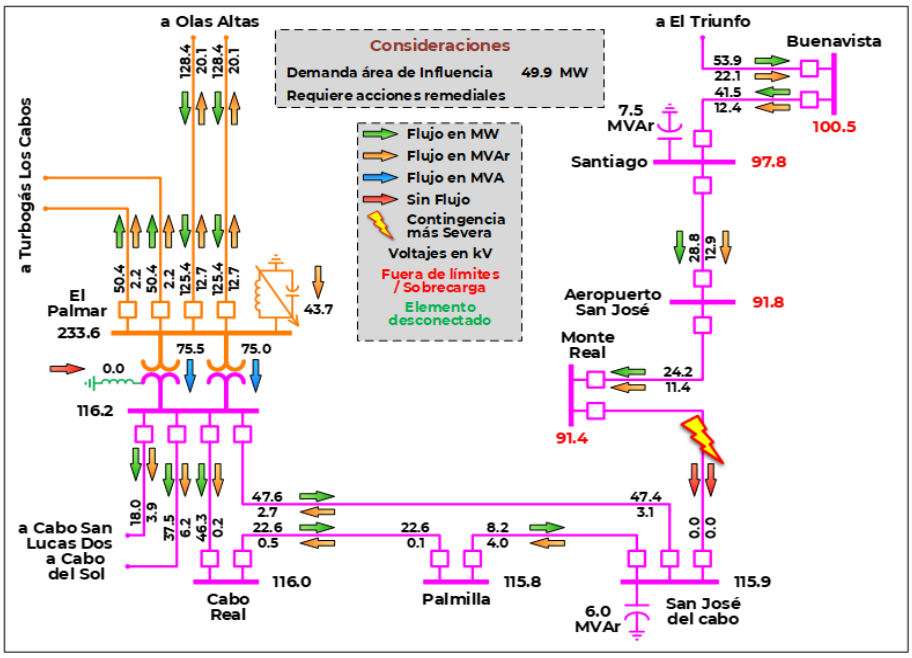
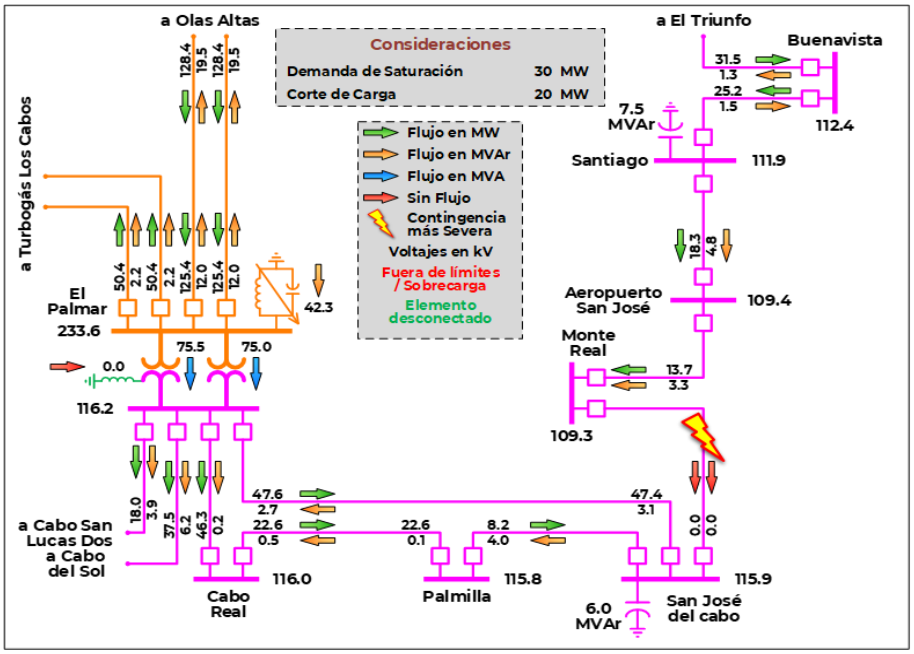


Figura 9.6.25.6. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia con corte de carga, ante la contingencia sencilla más severa



En las Figuras 9.6.25.7 y 9.6.25.8 se observa la condición operativa en 2024 con la Alternativa 1 en los escenarios de red completa y ante contingencia más severa respectivamente, se muestran las obras propuestas en la red de transmisión de 115 kV entre La Paz y Los Cabos. Adicionalmente, se aprecia que ante la condición de demanda máxima en red completa no se presenta la problemática de voltaje y ante la ocurrencia de la contingencia más severa, es posible incrementar el suministro de la demanda hasta 51 MW y el voltaje se mantiene dentro de los parámetros operativos seguros.

En las Figuras 9.6.25.9 y 9.6.25.10 se observa la condición operativa en 2024 con la Alternativa 2 en los escenarios de red completa y ante contingencia más severa respectivamente. Se aprecia que ante la condición de demanda máxima en red completa no se presenta la problemática de tensión y ante ocurrencia de la contingencia más severa, es posible incrementar el suministro de la demanda hasta 63 MW y los voltajes se mantienen dentro de los parámetros operativos seguros.

Figura 9.6.25.7. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia con Alternativa 1

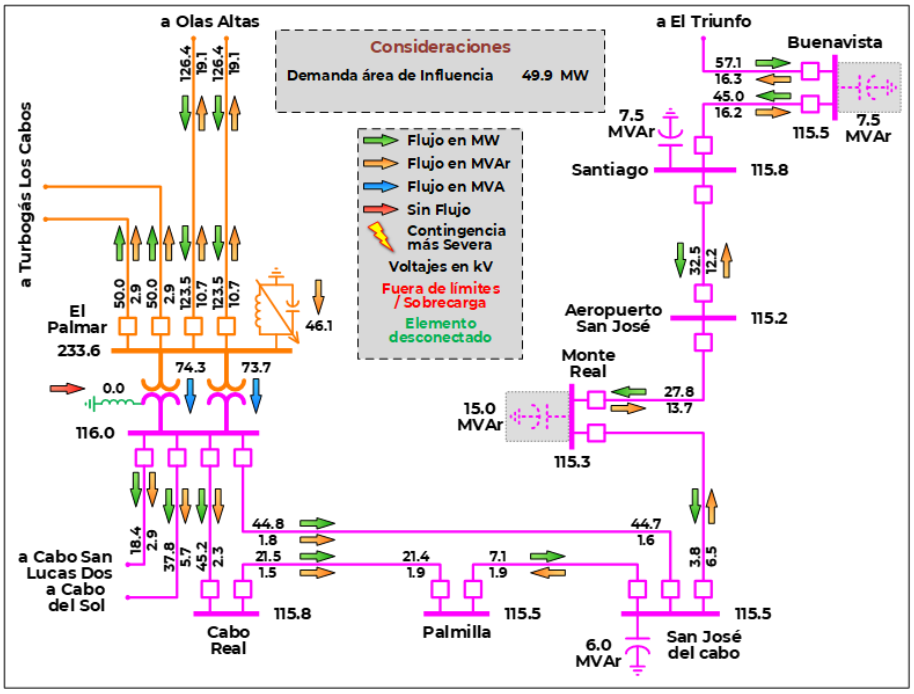


Figura 9.6.25.8. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima con Alternativa 1, Demanda de saturación ante contingencia sencilla

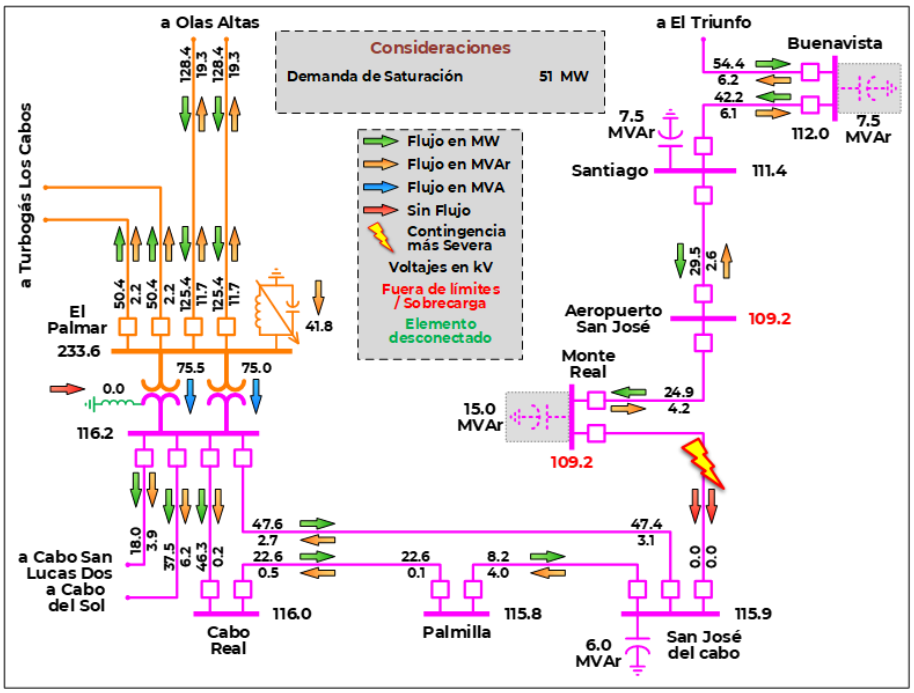


Figura 9.6.25.9. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia con Alternativa 2

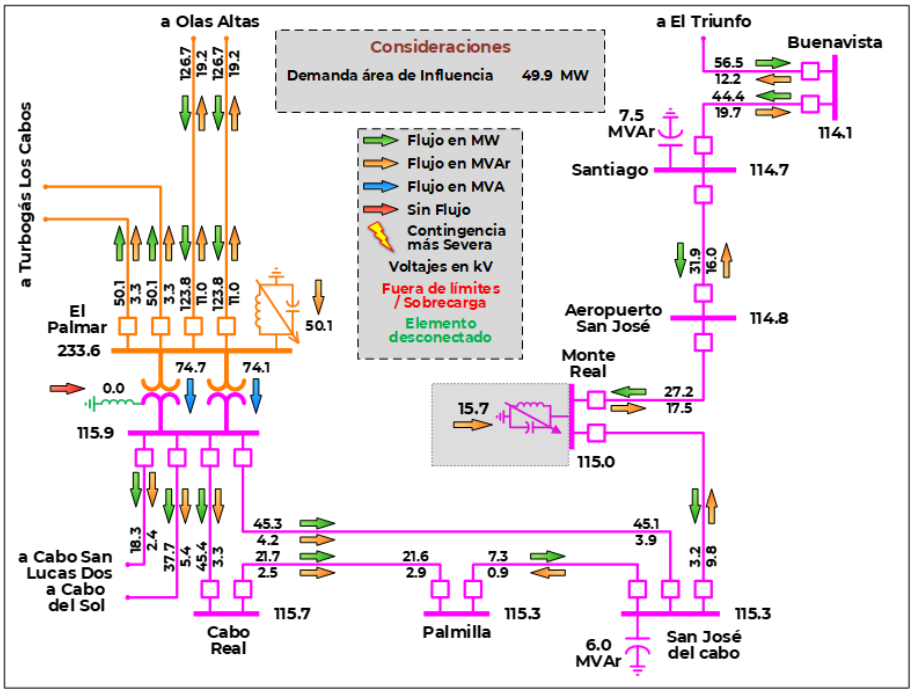
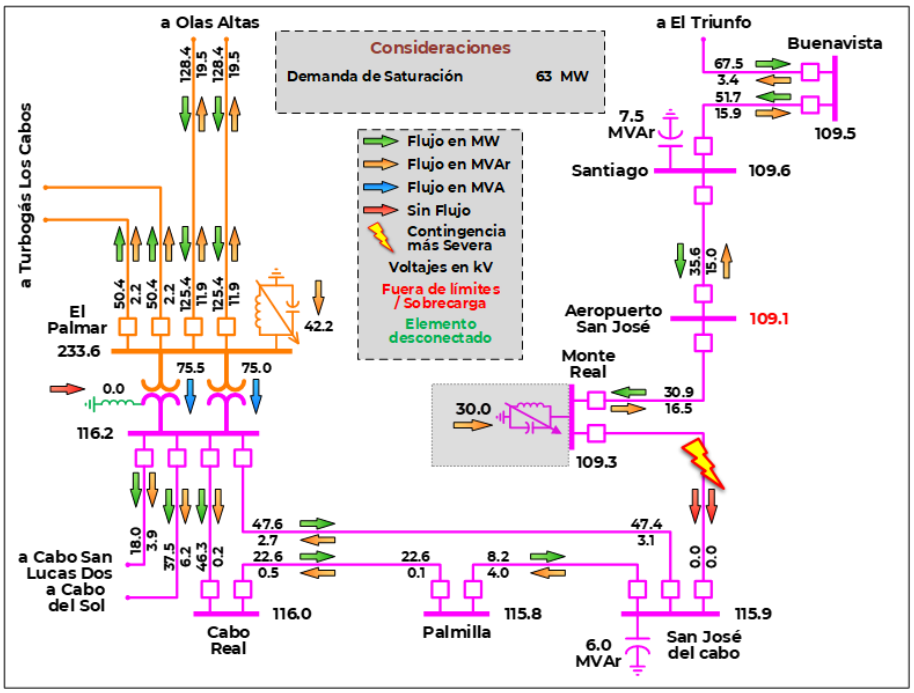


Figura 9.6.25.10. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima con Alternativa 2. Demanda de saturación ante contingencia sencilla



Posterior al análisis realizado se concluye que ambas alternativas eliminan la problemática en el perfil tensión que se presenta en las SE Buena Vista, Santiago, Monte Real y Aeropuerto San José en operación normal (red completa) y ante contingencia sencilla (N-1) al mantener

el voltaje, dentro del rango de operación establecido en el Código de Red, en las Subestaciones Eléctricas afectadas.

En consecuencia, se puede atender el crecimiento de la demanda esperada en el área de influencia analizada con cualquiera alternativa propuesta, el comportamiento del flujo de potencia es similar en ambas alternativas, aunque la capacidad de soporte de tensión del equipo de compensación dinámica proporciona una mayor capacidad de suministro ante contingencia, sin embargo, la Alternativa 1 presenta la opción de menor costo a largo plazo.

Asimismo, se consigue una mayor confiabilidad en la red eléctrica de la zona Los Cabos, será posible atender solicitudes de nuevos centros de carga comercial y turísticos en el área de influencia, así como la reducción de la cantidad de energía no suministrada.

En los Cuadros 9.6.25.3 y 9.6.25.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas.

Cuadro 9.6.25.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
72.51	24.66	97.17	27.16	48.24	70.01	1.45

Cuadro 9.6.25.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
36.44	44..92	81.36	16.84	60.15	64.52	1.07

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.6.25.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en condición de contingencia de este corredor, en donde la Alternativa 2 tiene un ligero incremento en la demanda de saturación ante contingencia sencilla.

Cuadro 9.6.25.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	84 MW	30 MW
Alternativa 1	100 MW	51 MW
Alternativa 2	97 MW	63MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.6.25.6 presenta un resumen de las principales características de confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.25.6. Resumen de las características de confiabilidad de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de Inversión, millones de pesos 2019	53.47	66.65
Relación Beneficio/Costo	1.45	1.07

Por 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 del corredor en 115 kV La Paz – Los Cabos.

P20-BS2 Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica hacia la zona Los Cabos, en el estado de Baja California Sur (BCS), se logra a través de un enlace de transmisión entre las zonas eléctricas La Paz y Los Cabos, integrado por dos Líneas de Transmisión en 230 kV y una Línea de Transmisión en 115 kV, a este enlace se denomina "Compuerta La Paz – Los Cabos". El flujo proveniente por las LT en 230 kV entra a la zona Los Cabos, por medio de dos Autotransformadores (AT) de 100 MVA cada uno y relación de transformación 230/115 kV, a la SE El Palmar y de esta se transmite a la SE Turbogás Los Cabos en donde se tiene instalado un AT de 225 MVA con relación de transformación 230/115 kV.

El crecimiento de la demanda en zona Los Cabos ha tenido un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones 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 BCS.

Debido a que el uso de suelo en el área geográfica de la zona Los Cabos es predominantemente turístico, no resulta factible la construcción de nuevas Centrales Eléctricas de generación, entonces, para suministrar la demanda de la zona Los Cabos en los años futuros, se realizará mediante la transmisión de energía de la generación instalada en la zona La Paz en donde se considera el establecimiento de nuevas Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado con gas natural como combustible y que permitirán enviar los excedentes de generación hacia la zona Los Cabos, minimizando el costo de operación a nivel sistema eléctrico de BCS.

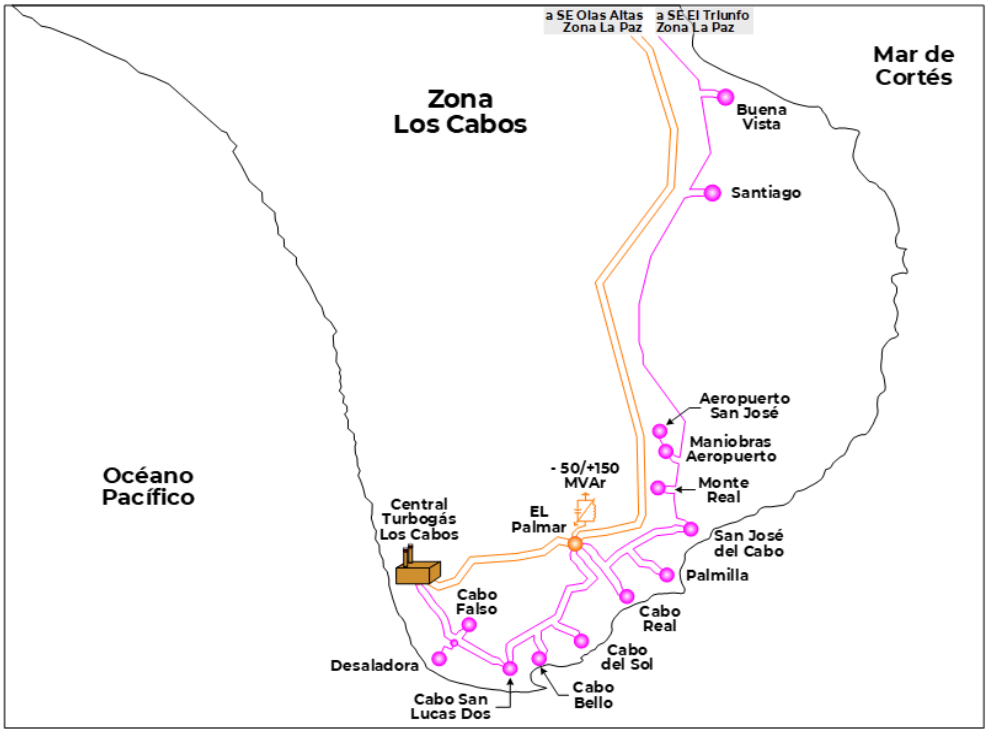
Al incrementar el flujo de potencia a través de la Compuerta La Paz – Los Cabos, la cargabilidad en los AT de las Subestaciones Eléctricas El Palmar y Turbogás Los Cabos aumenta debido al incremento natural de la demanda de la zona Los Cabos y a que las unidades de generación instaladas en la CE Turbogás Los Cabos no se despachan como generación base, ya que presentan el mayor costo de producción, se utilizan para condiciones de emergencia o problemática operativa, por tanto, el aporte de energía de estas unidades serán reemplazadas por la generación de menor costo proveniente de la zona La Paz.

Con base en, el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS) 2020-2040 y estudios de análisis de contingencias se prevé, en el mediano plazo, la saturación de los AT en la SE El Palmar ante la contingencia del AT de la SE Turbogás Los Cabos.

El estudio considera en operación los proyectos que han sido programados en Sistema Interconectado de Baja California Sur y que han sido instruidos a CFE Transmisión para su construcción, adicionalmente, se contempla el nuevo proyecto "Compensación Capacitiva en la zona Los Cabos" que ha resultado de los estudios en el PAM 2020-2034 y que consisten en instalar Compensación Reactiva Capacitiva en las SE Buena Vista y Monte Real con 7.5 MVAr y 15 MVAr respectivamente.

La Figura 9.6.26.1 muestra la infraestructura eléctrica para el escenario de verano de 2024 de la zona Los Cabos.

Figura 9.6.26.1. Infraestructura eléctrica en zona Los Cabos en 2024



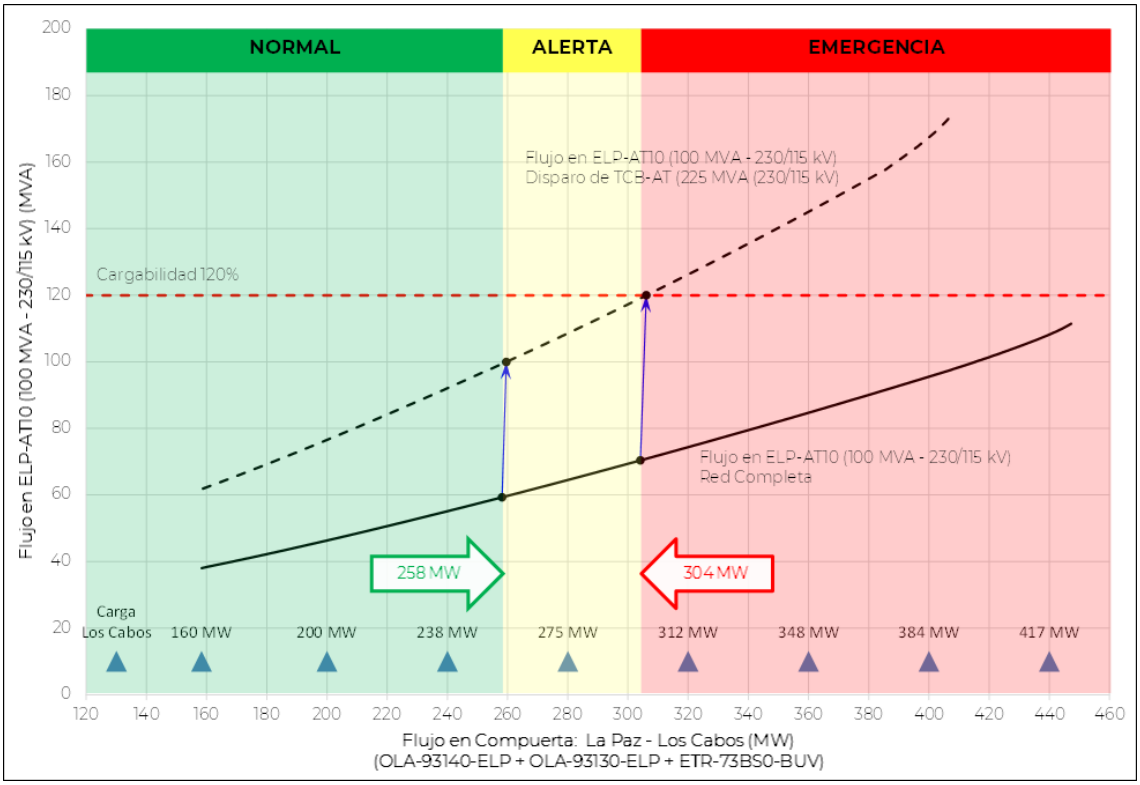
El flujo de potencia en el Enlace de Transmisión entre la zona Los Cabos y zona La Paz, integrado por las LT Olas Altas–93130–El Palmar en 230 kV, Olas Altas–93140–El Palmar en 230 kV y El Triunfo–Buena Vista en 115 kV, se encuentra limitado debido a la saturación en la capacidad de transformación en la zona Los Cabos ante contingencia sencilla de banco de transformación. Mediante un análisis de cargabilidad en elementos de transformación se determinan los límites de transmisión entre ambas zonas eléctricas, como resultado del análisis, se observa que los bancos de transformación de la SE El Palmar son los elementos que presentan sobrecarga ante la contingencia sencilla más severa (CSS), lo que limita la capacidad del enlace.

En la Figura 9.6.26.2 se aprecia que el límite de transmisión en la Compuerta La Paz – Los Cabos tiene un valor de 258 MW ante contingencia de un elemento de transformación, mientras que con red completa es de 304 MW. Es importante mencionar, que debido a la condición de interconexión en forma radial de la zona Los Cabos, las contingencias sencillas de bancos de transformación y del CEV representarán un fuerte impacto y reducen considerablemente la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos.

La demanda eléctrica de la zona Los Cabos en 2024 es de 303 MW, para una condición de red completa, se requerirá mantener en operación al menos dos unidades de generación en la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos (46 MW aproximadamente), con la finalidad de

prevenir saturación en elementos de transformación ante la contingencia sencilla de un banco de transformación. Por lo anterior, si se tiene mayor capacidad de transformación será posible suministrar la totalidad de la carga de Los Cabos desde la zona La Paz, evitando generar con unidades de la CE Turbogás Los Cabos, lo que reduciría el costo de operación del sistema interconectado de BCS.

Figura 9.6.26.2. Cargabilidad en Banco ELP-AT10 incrementando el flujo de potencia entre las zonas La Paz y Los Cabos



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se han identificado dos alternativas de solución para incrementar la capacidad de transformación en la zona Los Cabos, las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Instalación de un Autotransformador de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV.

Transmisión:

- Línea de Transmisión El Palmar – Monte Real en 115 kV, 16 km, doble circuito, calibre 795 ACSR, tendido del primer circuito.

Adicionalmente, se consideran 2 alimentadores en 115 kV para

interconexión de la Líneas de Transmisión El Palmar – Monte Real, uno en la SE El Palmar y uno en la SE Monte Real.

Alternativa 2

Transformación:

- Instalación de un Autotransformador de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV, considera una fase de reserva de 75 MVA.

Transmisión:

- Línea de Transmisión Libramiento San José entronque Olas Altas – El Palmar en 230 kV, 0.5 km, doble circuito, calibre 1113 ACSR.
- Línea de Transmisión Libramiento San José – Monte Real en 115 kV, 8 km, un circuito, calibre 795 ACSR.
- Línea de Transmisión Libramiento San José entronque El Palmar – San José del Cabo en 115 kV, 0.5 km, doble circuito, calibre 795 ACSR.

Adicionalmente, se consideran 2 alimentadores en 230 kV y 4 alimentadores en 115 kV para interconexión de las Líneas de Transmisión involucradas.

Las fechas 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 2024.

En las Figuras 9.6.26.3 y 9.6.26.4 se muestran los diagramas simplificados de las alternativas propuestas, remarcando las obras descritas.

Figura 9.6.26.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

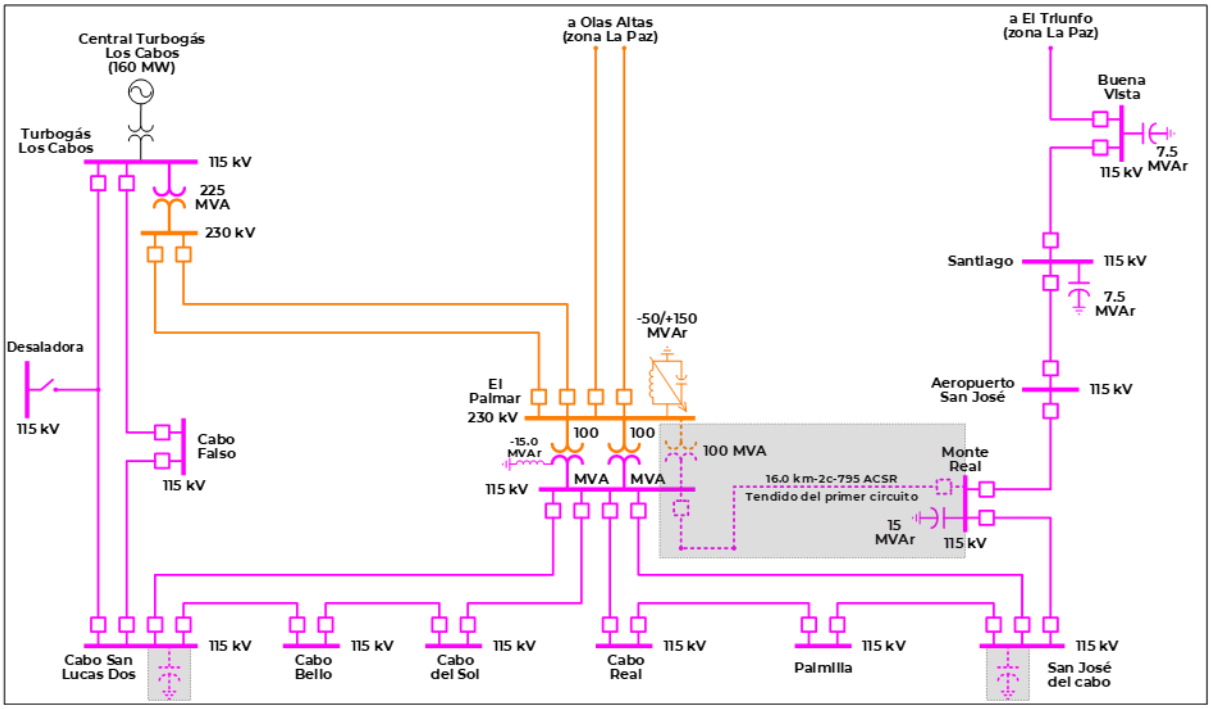
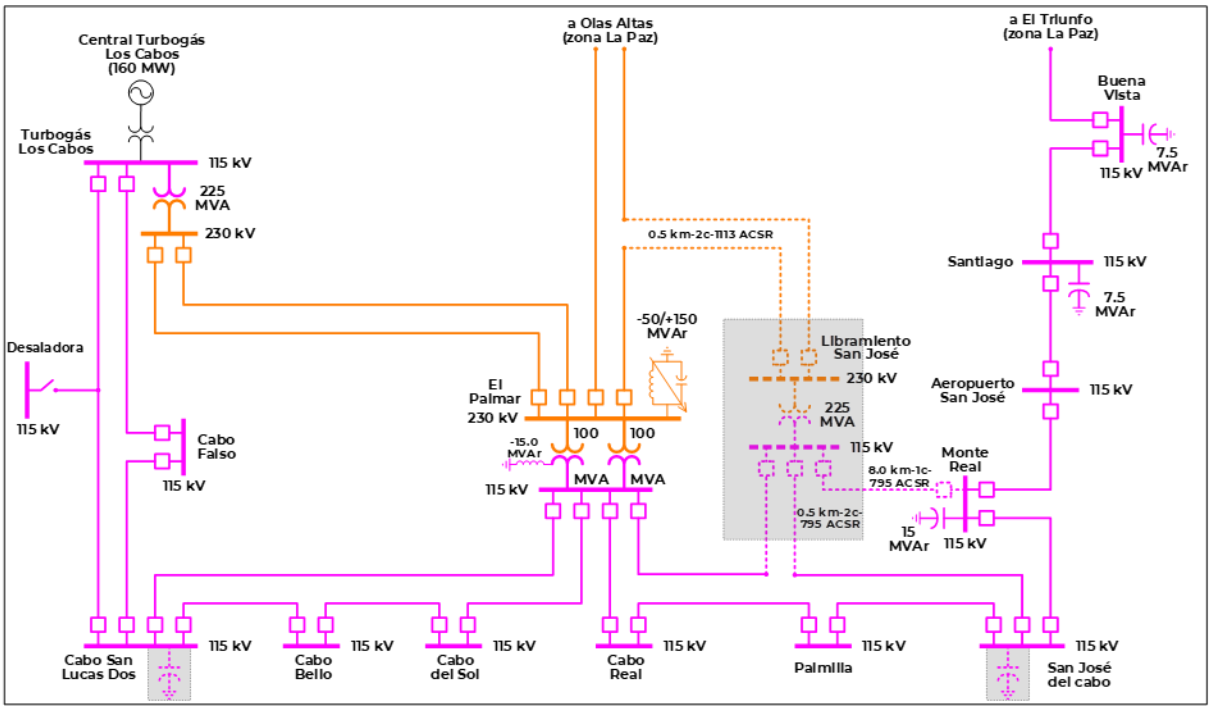


Figura 9.6.26.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **191.696 millones de pesos** (9.951 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Considera, la ampliación en la SE El Palmar con un nuevo Autotransformador de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV, además de una nueva LT El Palmar – Monte Real en 115 kV, doble circuito de 16 km, calibre 795 ACSR en la cual se tenderá únicamente el primer circuito.

Los cuadros 9.6.26.1 a 9.6.26.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.26.1. Obras de Transformación de la Alternativa 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Palmar Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-24	96.095
Total			**100.0**				**96.095**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.26.2. 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)
El Palmar – Monte Real /1	115	2	16.0	abr-24	abr-24	53.790
Total			**16.0**			**53.790**

1/. Tendido del primer circuito

Cuadro 9.6.26.3. 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)
El Palmar	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	20.906
Monte Real	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	20.906
Total		**2**				**41.811**

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **377.421 millones de pesos** (19.592 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Considera, una nueva SE llamada Libramiento San José con un Autotransformador de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV, LT Libramiento San José entronque Olas Altas - El Palmar en 230 kV, 0.5 km, doble circuito, calibre 1113 ACSR. Además, la LT Libramiento San José entronque El Palmar – San José del Cabo en 115 kV, 0.5 km, doble circuito, calibre 795 ACSR y la LT Libramiento San José – Monte Real de 8 km 795 ACSR un circuito en 115 kV.

El proyecto contempla alimentadores en 230 kV y 115 kV para la conexión de las Líneas de Transmisión

Los cuadros 9.6.26.4 a 9.6.26.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.26.4. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Libramiento San José Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-24	abr-24	188.724
Total			**300.0**				**188.724**

AT. Autotransformador

Cuadro 9.6.26.5. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Libramiento San José entronque Olas Altas - El Palmar	230	2	1.0	abr-24	abr-24	3.614
Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo	115	2	1.0	abr-24	abr-24	2.211
Libramiento San José - Monte Real	115	1	8.0	abr-24	abr-24	23.502
Total			**10.0**			**29.327**

Cuadro 9.6.26.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Libramiento San José	Alimentador Nuevo	2	230	abr-24	abr-24	68.954
Libramiento San José	Alimentador Nuevo	3	115	abr-24	abr-24	69.508
Monte Real	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	20.906
Total		**6**				**159.368**

Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas de red eléctrica propuestas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transformación en la zona Los Cabos en escenarios de red completa y ante contingencias sencillas de líneas de transmisión y equipo de transformación.

La Alternativa 2 presenta una mayor flexibilidad al disponer de tres subestaciones eléctricas con bancos de transformación 230/115 kV ubicadas en puntos cercanos a la carga de la zona Los Cabos, mientras que la Alternativa 1 concentra un tercer equipo de transformación en la SE El Palmar lo que reduce considerablemente el costo de inversión, sin embargo, el arreglo de barras en la SE El Palmar será de gran importancia para atender el suministro de la demanda en la zona Los Cabos con la Confiabilidad requerida.

Las Figuras 9.6.26.5 y 9.6.26.6 muestran los límites de transmisión de flujo de potencia a través de la Compuerta La Paz – Los Cabos, se observan las curvas, de Potencia-Voltaje en y el comportamiento en el Compensador Estático de Var (CEV) en la SE El Palmar, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla más severa.

Como resultado del estudio se obtiene un límite de transmisión aproximado de 334 MW, manteniendo un margen de reserva adecuado para poder realizar acciones operativas correctivas, ambas alternativas de solución registran prácticamente los mismos valores de saturación del CEV El Palmar.

Se observa que la contingencia de una de las LT en 230 kV, que integran a la compuerta La Paz – Los Cabos, producen una disminución drástica en el voltaje de operación en las Subestaciones Eléctricas de la zona Los Cabos y la saturación del CEV El Palmar.

Con base, en PDS 2020-2040 en 2023 se registraría un valor en la demanda máxima de la zona Los Cabos de 294 MW, sin embargo, en 2020 se ha registrado una disminución en las necesidades de energía eléctrica en la zona Los Cabos, motivado por la pandemia del COVID-19, con una demanda registrada en 2020 menor a la registrada en 2019, por lo que se considera que el 2024, es el año en que se saturará la transformación en la zona Los Cabos, mientras tanto, se requiere mantener en operación las unidades en la CE Turbogás Los Cabos durante los escenarios de demanda máxima de verano, con todo lo que implica en sus altos costos de producción y la emisión de contaminantes.

Figura 9.6.26.5. Curva de PV y cargabilidad en CEV El Palmar con Alternativa 1

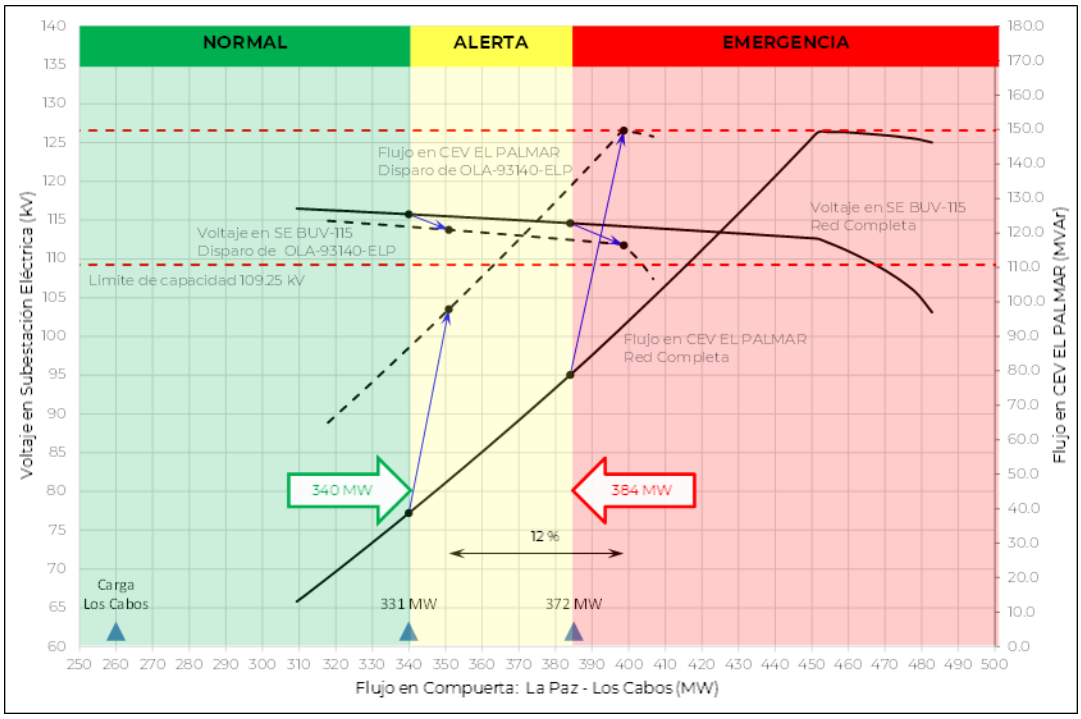
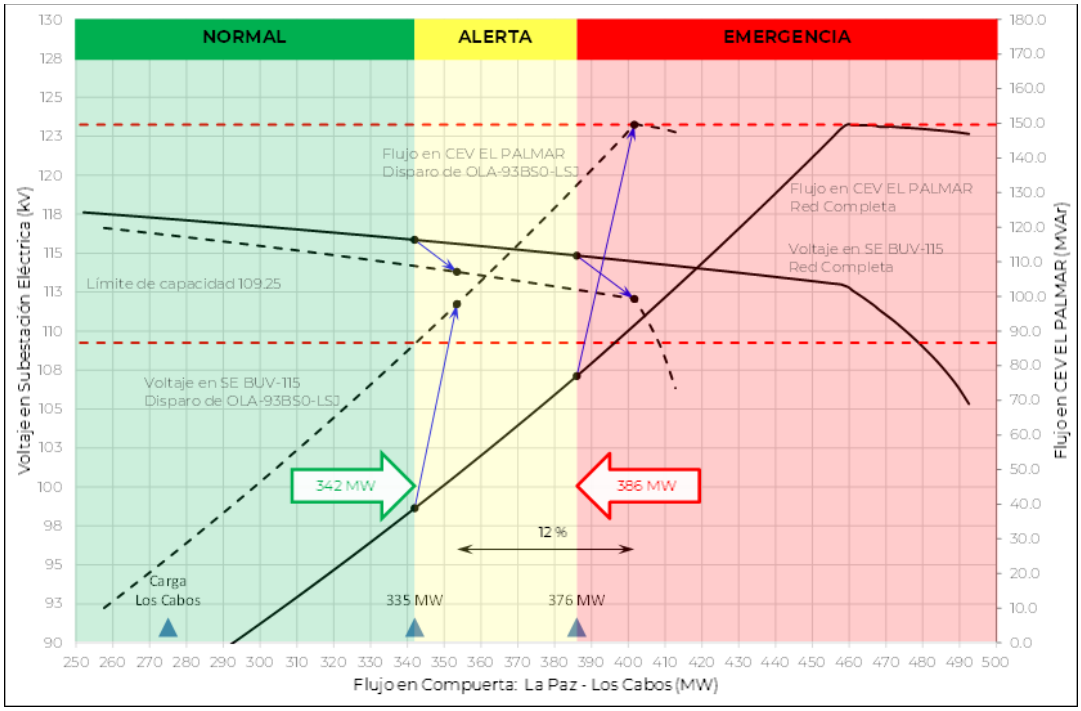


Figura 9.6.26.6. Curva de PV y cargabilidad en CEV El Palmar con Alternativa 2



La Figura 9.6.26.7 muestra el comportamiento de la red eléctrica de la zona Los Cabos en condición operativa de red completa sin proyecto, y con base en el PDS 2020-2040, en el 2024 se tendrá una demanda máxima coincidente de zona en zona Los Cabos de 303 MW, se observa que los

elementos de transmisión y transformación se encuentran operando dentro de los criterios de operación permitidos, además, se aprecia que los voltajes en las Subestaciones Eléctricas de la zona Los Cabos se encuentran operando dentro de límites operativos.

En la Figura 9.6.26.8 se observa la misma condición operativa de 2024 ante el disparo del Autotransformador "TCB-AT10" de la SE Turbogás Los Cabos, se aprecia que los elementos de transformación de la SE El Palmar presentan una cargabilidad del 125% cada uno aproximadamente, esta situación resulta en sobrecargas mayores a la capacidad de sobrecarga temporal del equipo de transformación, aunque el voltaje en las Subestaciones Eléctricas se encuentra sin anormalidades.

La Figura 9.6.26.9 muestra el corte de carga requerido para mantener el suministro de la demanda en la zona Los cabos sin que se presentan problemas de sobrecarga en los elementos de transformación, el corte de carga de carga fue de 11 MW. En este escenario de operación se requeriría despachar unidades en la CE Turbogás Los Cabos para disminuir el flujo a través de los transformadores en la SE El Palmar dentro de su rango de operación nominal en 100 MVA.

Figura 9.6.26.7. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia (zona Los Cabos) sin proyecto con red completa

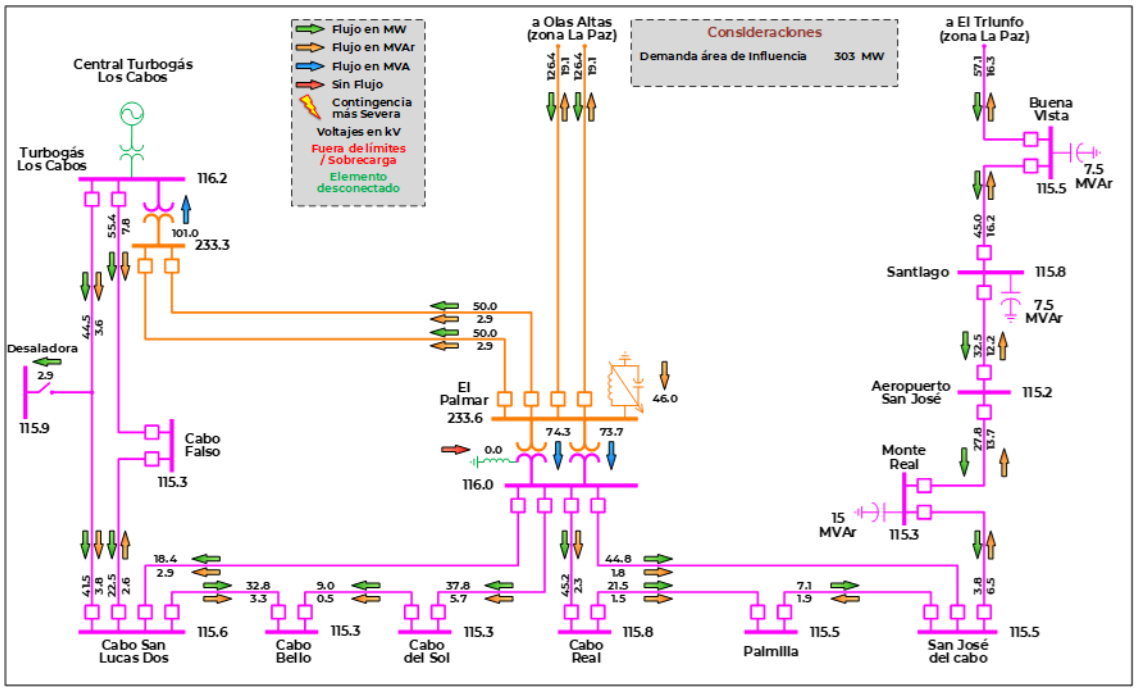


Figura 9.6.26.8. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia sin proyecto ante la contingencia sencilla más severa

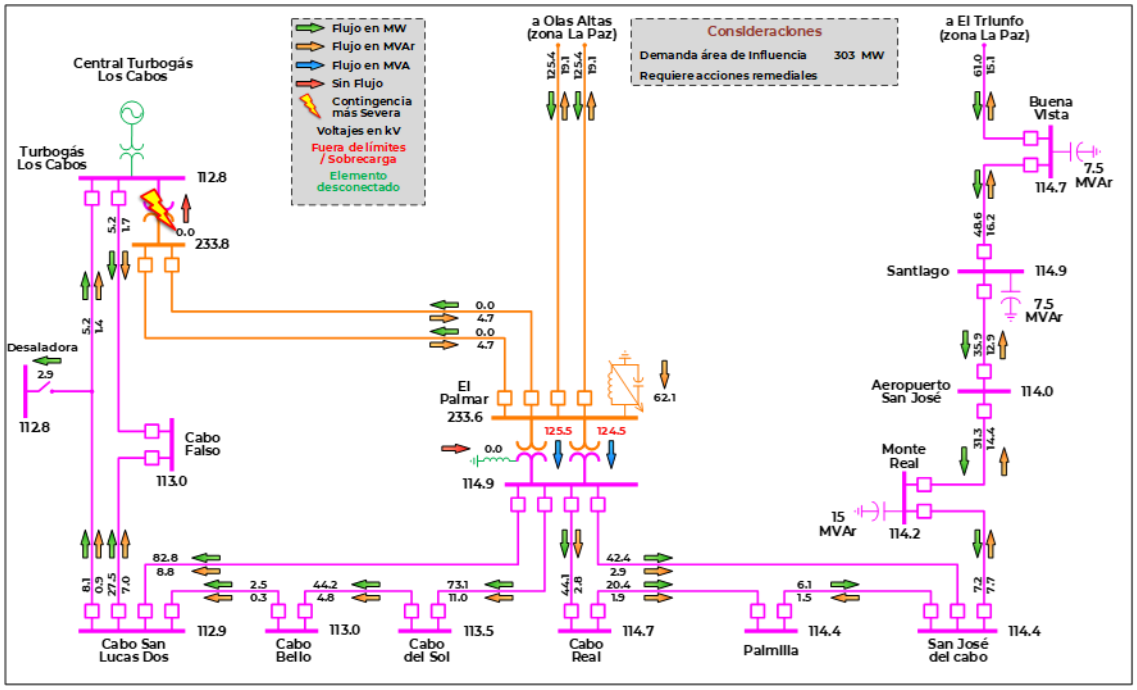
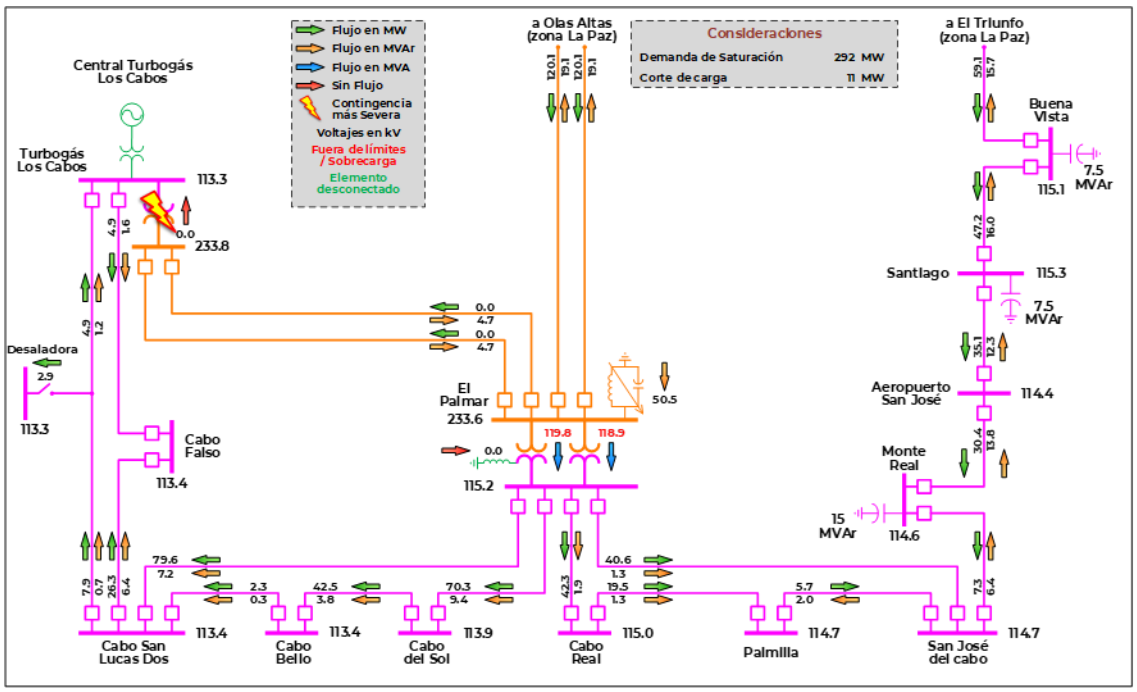


Figura 9.6.26.9. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda de saturación en el área de influencia sin proyecto. Demanda de saturación



En las Figuras 9.6.26.10 y 9.6.26.11 se observa la condición operativa en 2024 con la Alternativa 1 en los escenarios de red completa y ante contingencia sencilla más severa respectivamente. Se aprecia que ante la condición de demanda máxima en red completa no se presentan problemáticas de voltaje ni

sobrecargas en Líneas de Transmisión o Bancos de Transformación.

Se observa que al entrar en operación el proyecto con la Alternativa 1 o la Alternativa 2, no se tendrá limitaciones por saturación de transformación, por lo que ahora se tiene una problemática de saturación en la capacidad de transmisión por control de voltaje debido a la saturación del CEV El Palmar que será resuelto mediante incorporación de equipo de compensación capacitiva fija y serán analizados en el PAM 2021-2035. Con la incorporación de los proyectos de compensación capacitiva, la limitante será la capacidad de transmisión de la LT Olas Altas – El Palmar en 230 kV ante la contingencia de su línea de transmisión paralela.

Ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa, que es el disparo de la Línea de Transmisión Olas Altas – El Palmar en 230 kV, es posible mantener el suministro de la demanda futura de 372 MW ante la saturación del CEV El Palmar al 100%, sin embargo, el control de voltaje en las Subestaciones Eléctricas de la zona Los Cabos se vería comprometido, por lo tanto, se requiere mantener un margen de reserva de potencia reactiva para asegurar la Confiabilidad en el suministro de la demanda, en este caso resulta un 12%, lo que reduce la capacidad de transmisión en el enlace La Paz – Los Cabos a 340 MW que equivale a una carga de 331 MW en la zona Los Cabos (Figura 9.6.26.5).

En las Figuras 9.6.26.12 y 9.6.26.13 se observa la condición operativa en la zona Los Cabos en 2024 con las obras de la Alternativa 2 para los escenarios de red completa y ante contingencia sencilla más severa, respectivamente. Adicionalmente, se aprecia que ante la condición de demanda máxima en red completa no se presentan problemáticas de voltaje ni sobrecargas en elementos de transmisión y transformación.

Ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa, que es el disparo de la Línea de Transmisión Olas Altas – Libramiento San José en 230 kV, es posible incrementar el suministro de la demanda en la zona Los Cabos hasta 376 MW, punto en el que se satura el CEV al 100% lo que implica operar cercano al punto de colapso de voltaje, donde se pierde el control de tensión en las Subestaciones Eléctricas de la zona Los Cabos, por tanto, con la finalidad de mantener un margen de reserva del 12% para que proporciones la seguridad y Confiabilidad en el aporte de potencia reactiva, se reduce la capacidad de transmisión en el enlace La Paz – Los Cabos 342 MW que equivale a una carga en la zona Los Cabos de 335 MW. Se observa que las Líneas de Transmisión, los Bancos de Transformación operarían sin sobrecargas mientras que los voltajes en las Subestaciones Eléctricas se encuentran dentro de límites operativos.

Figura 9.6.26.10. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia con Alternativa 1

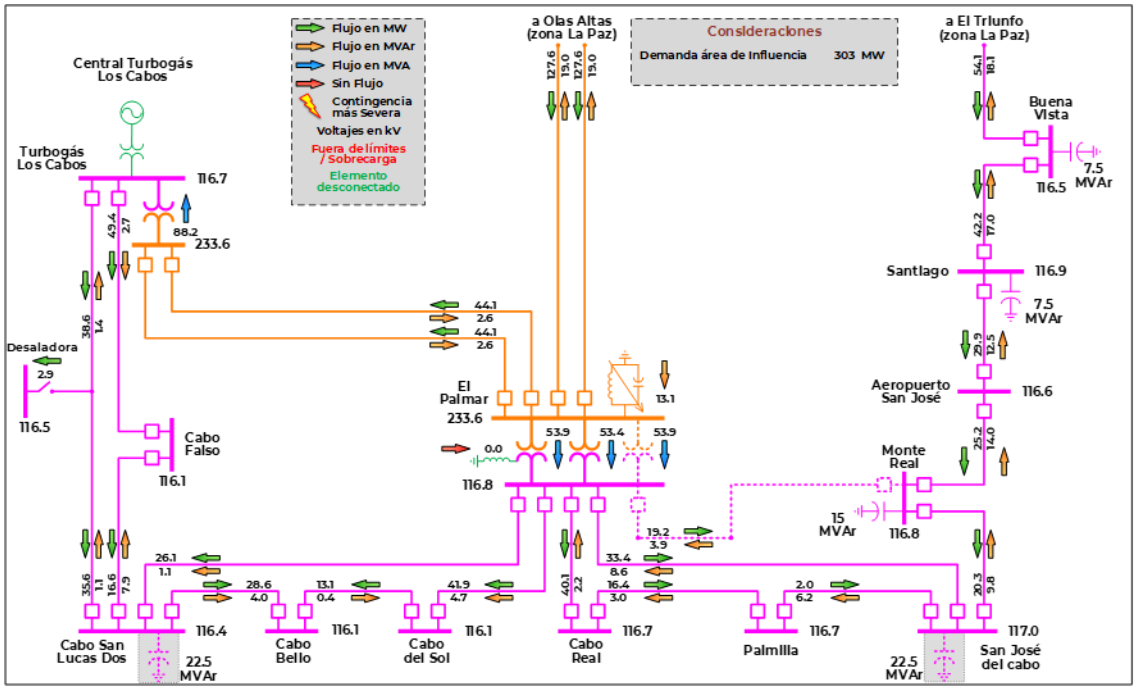


Figura 9.6.26.11. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda de saturación con Alternativa 1 ante el disparo de la LT Olas Altas – El Palmar en 230 kV

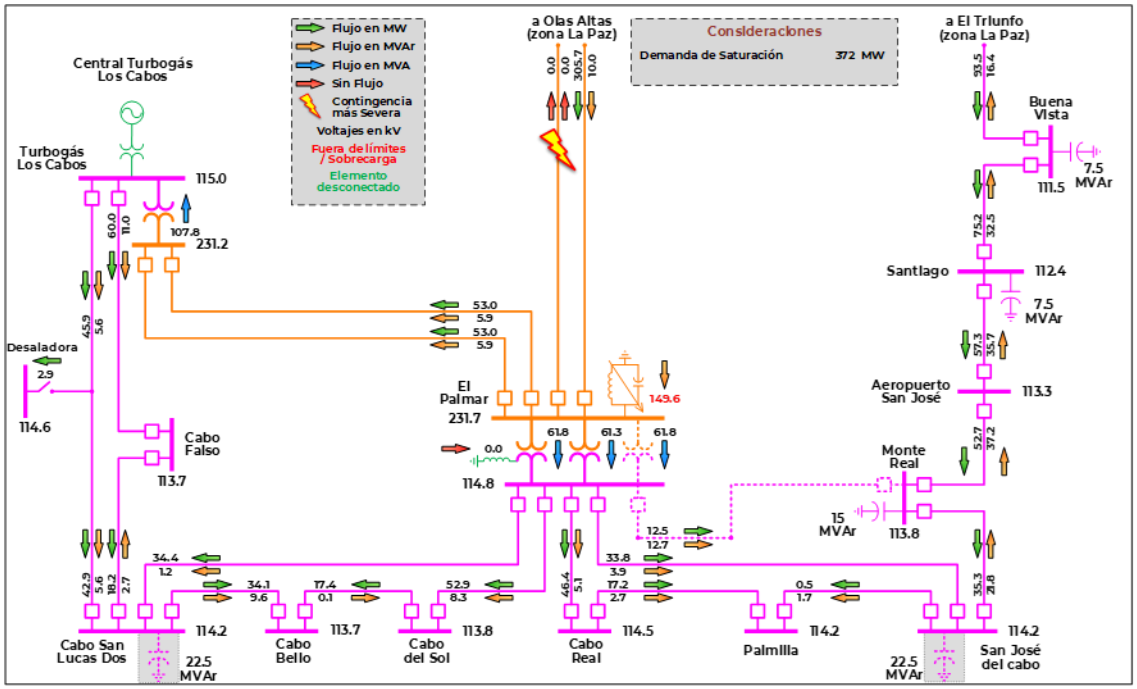


Figura 9.6.26.12. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda máxima de 2024 en el área de influencia con Alternativa 2

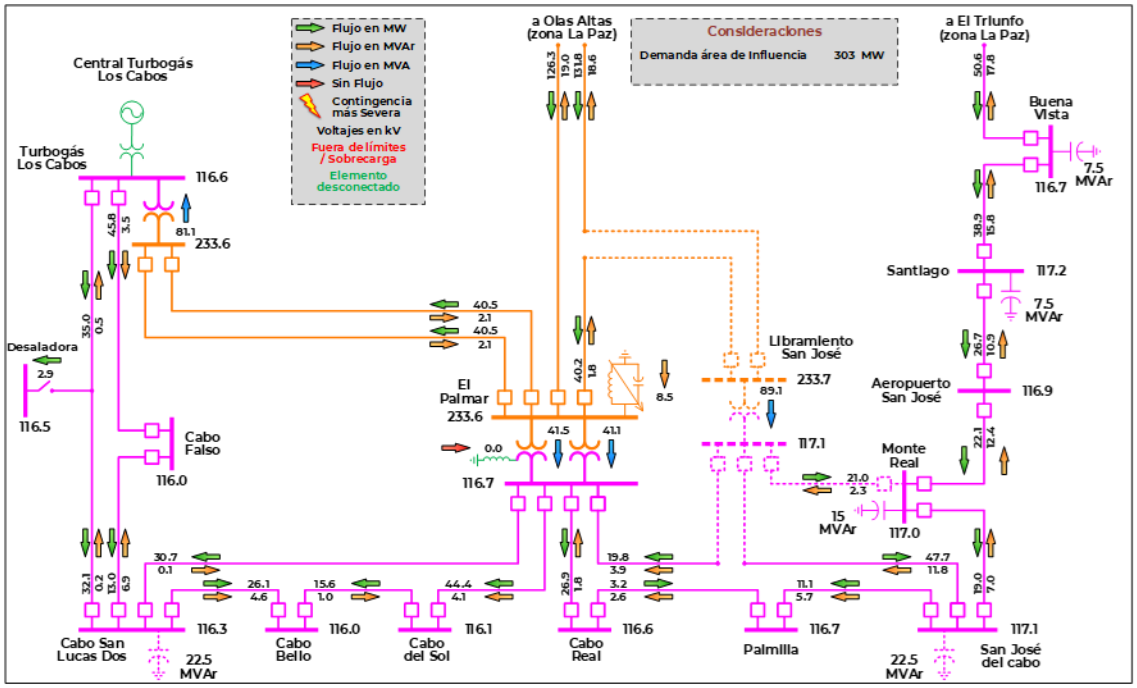
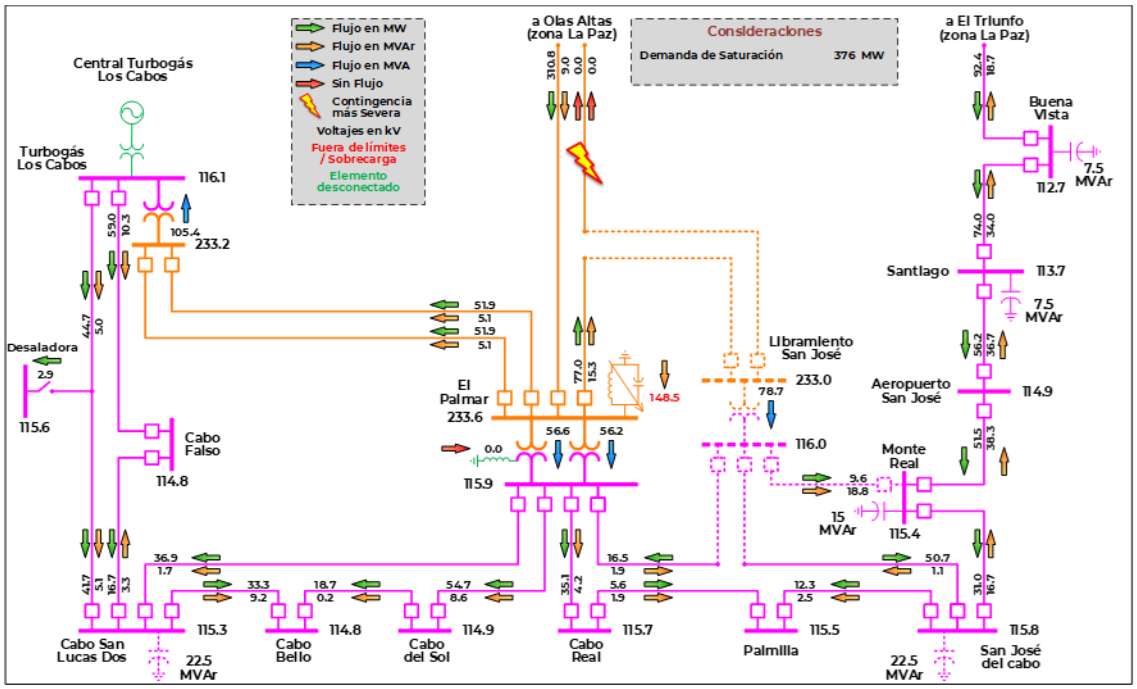


Figura 9.6.26.13. Diagrama unifilar simplificado – escenario de demanda de saturación con Alternativa 2 ante el disparo de la LT Olas Altas – Libramiento San José en 230 kV



Posterior al análisis realizado se concluye que ambas alternativas eliminan la problemática en la capacidad de transformación que se presenta la zona Los Cabos con red completa y ante contingencia sencilla. En consecuencia, se puede atender el crecimiento de la demanda esperada en

el área de influencia analizada con cualquier alternativa propuesta, el comportamiento del flujo de potencia en la compuerta La Paz – Los Cabos es similar en ambas alternativas, siendo la Alternativa 1 la de menor costo de inversión.

Asimismo, se consigue una mayor Confiablidad en la red eléctrica de la zona Los Cabos, será posible atender solicitudes de nuevos Centros de Carga comercial y turísticos en el área de influencia, se reducirá al mínimo la utilización de las unidades de generación de la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos disminuyendo el impacto visual y manteniendo bajas emisiones de contaminantes en la zona turística de Cabo San Lucas.

En el mediano plazo se requiere incluir proyectos de modernización y ampliación de compensación reactiva capacitiva en las SE Cabo San Lucas Dos y San José del Cabo en 115 kV con la finalidad de reducir el aporte de potencia reactiva del CEV El Palmar en estado estable y en contingencia sencilla, lo que incrementaría la capacidad de transmisión entre la zona La Paz y la zona Los Cabos.

En los cuadros 9.6.26.7 y 9.6.26.8 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas

Cuadro 9.6.26.7. Evaluación económica por Modelo México para Alternativa 1

Millones de USD en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-47.69	559.61	511.92	8.381	503.54	61.08

Cuadro 9.6.26.8. Evaluación económica por Modelo México para Alternativa 2

Millones de USD en VP 022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-89.96	933.37	843.41	16.283	827.13	51.80

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.6.26.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para las alternativas analizadas. Se observa, que el incremento en la capacidad de transformación con ambas alternativas da resultados similares en el suministro a la demanda de la zona Los Cabos ante contingencia sencilla más severa. La Alternativa 1 proporcionará una menor demanda de saturación en red completa, sin embargo, esta opción es la de menor costo.

Cuadro 9.6.26.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Límite de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	392 MW	292 MW
Alternativa 1	426 MW	372 MW
Alternativa 2	452 MW	376 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.6.26.10 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.26.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos en VP de 2022	191.696	377.421
Relación Beneficio/Costo	61.08	51.80

Por 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 de la zona Los Cabos.

P20-BS3 Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución

Diagnóstico operativo.

El sistema Interconectado de Baja California Sur opera en forma aislada del SIN y del resto de los sistemas eléctricos en el país. Se divide en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos donde los principales centros de consumo se ubican en las ciudades de La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo, regiones con alto desarrollo turístico en la que el cuidado ambiental es de gran importancia en la región. Al norte del estado de BCS se atiende el suministro eléctrico de los poblados de Villa Constitución, Insurgentes y Loreto mediante un enlace de transmisión en 115 kV entre la zona La Paz y la zona Constitución.

La red eléctrica principal opera en 230 kV e interconecta las zonas La Paz con la zona Los Cabos, el resto de la red eléctrica opera en el nivel de tensión de 115 kV, las zonas La Paz y Constitución se interconectan en 115 kV mediante dos Líneas de Transmisión en 115 kV entre las SE Las Pilas en la zona Constitución y Olas Altas y Bledales en la zona La Paz, a esta compuerta se denomina Compuerta “La Paz – Constitución”.

El tamaño reducido en la red eléctrica de BCS obliga a satisfacer la demanda con generación a base de pequeñas unidades de combustión interna y unidades Turbogás que consumen combustóleo y diésel principalmente y tienen un alto costo de producción e impactan negativamente al ambiente.

EL parque de generación en el sistema eléctrico de BCS consiste en varias Centrales Eléctricas instaladas: en la zona La Paz, la CE Punta Prieta I, la CE Punta Prieta II y la CE Baja California Sur, mientras que en la zona Los Cabos se cuenta con la CE Turbogás Los Cabos y finalmente, en la zona Constitución se cuenta con la CE General Agustín Olachea en Puerto San Carlos y una unidad de generación en 115 kV denominada Turbogás Constitución.

La CE General Agustín Olachea cuenta con 3 unidades de combustión interna con una capacidad total de 104.1 MW y la CE Turbogás Constitución cuenta con una unidad turbogás de 30 MW de capacidad y que actualmente son la fuente de soporte de potencia activa y reactiva que satisface el suministro de energía eléctrica de toda la zona Constitución, los excedentes de generación de energía se exportan hacia el resto del sistema interconectado de BCS.

Generalmente la unidad Turbogás Constitución se encuentra fuera de servicio la mayor parte del año, debido a que es la unidad de mayor costo de producción del BCS, únicamente entra en operación en condiciones de emergencia o falta de capacidad de energía por indisponibilidad de las unidades de generación en BCS.

La zona Constitución registró en 2019 una demanda neta de 68.5 MW y se estima un ligero crecimiento en la demanda futura, por lo que continuará siendo una zona eléctrica con excedentes de generación, sin embargo, la tecnología utilizada en su parque de generación es de Combustión Interna que consumen como combustible principal el Diésel.

Como proyecto estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional se

incorporará el gas natural como combustible principal en el desarrollo energético de BCS, por tanto, se prevé en el mediano plazo utilizar unidades de generación de energía eléctrica a base de gas natural, inicialmente se concentraría en la zona La Paz con el objeto de disminuir la emisión de contaminantes a la atmósfera, así como una reducción importante en los costos de operación a nivel sistema interconectado de BCS.

Con esta política energética, se prevé que las unidades en la CE General Agustín Olachea, que actualmente suministran localmente la demanda de la zona Constitución, disminuya su aporte de generación base al mínimo requerido en los diferentes escenarios de operación, por lo que se ha estudiado la posibilidad de que el suministro a la zona Constitución provenga desde la zona La Paz, donde se instalarían los nuevos Proyectos de Generación de Ciclo Combinado (CC) que resultarán los de menor costo de producción en todo el sistema eléctrico de BCS.

Con base en, el PIIRCE de 2020-2034, se incorporan a la zona Constitución dos proyectos fotovoltaicos: El Sol de Insurgentes con 25 MW e incluye un Banco de Batería (BESS) de 5 MW para respaldo de su propio parque fotovoltaico y el proyecto La Toba Energy con 20 MW de BESS, los cuales se interconectarán a la red eléctrica y se tendrían excedentes de generación durante el día.

Se ha programado un proyecto de compensación capacitiva en la SE Loreto con 7.5 MVAr y 5 MVAr asociados al parque fotovoltaico Sol de Insurgentes, lo anterior permitirá mantener voltaje en las Subestaciones Eléctricas de la zona Constitución dentro de los límites de operación, así como una reducción en las pérdidas eléctricas.

Dentro de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional de la SENER, se ha incluido un nuevo proyecto de generación llamado Ciclo Combinado Baja California Sur, con el cual se inicia el cambio tecnológico con unidades de ciclo combinado a base de gas natural como combustible, necesarias para disminuir la emisión de gases efecto invernadero en La Paz y dar Confiabilidad a BCS.

EL Proyecto C.C.C. BCS entrará en operación en 2023 y contará con unidades de Ciclo Combinado en 115 kV que se interconectarán en la SE Punta Prieta con una capacidad total de 198 MW considerando dos proyectos de ciclo combinado de 99 MW de capacidad cada uno, por tanto, en el mediano plazo será posible reducir al mínimo la aportación de unidades de generación de combustión interna instalados en el sistema eléctrico de BCS, particularmente las unidades de generación en la CE General Agustín Olachea que son las que se encuentran más alejadas de los principales centros de consumo y de la terminal de gas natural en la zona La Paz y competirán económicamente con las unidades de combustión interna de la zona La Paz

Por tanto, con la introducción de gas natural en BCS a la matriz de generación será con unidades a base de gas natural que brindan el soporte de Energía Cinética, Reserva Operativa, Corto Circuito y con CE con Energía Limpia (183 MW), a futuro será posible atender el suministro de la zona Constitución, sustituyendo la generación de las unidades de combustión interna de la CE General

Agustín Olachea, las cuales pueden reemplazarse con energía proveniente desde la zona La Paz en algunos escenarios de operación.

Con lo anterior, se requiere de equipo de compensación dinámica que permita mantener interconectados la zona La Paz y Constitución manteniendo los voltajes en las Subestaciones Eléctricas dentro de los límites de operación permitidos y se atienda el suministro de la demanda de la zona Constitución.

En la Figura 9.6.27.1 se muestra la condición operativa registrada en 2019 considerando el aporte de la generación de la CE General Agustín Olachea y la Unidad Turbogás Constitución al suministro de la demanda del sistema interconectado de BCS, se observa que durante todo el año se tiene al menos una unidad en operación de la CE General Agustín Olachea y durante el verano se tienen registros de 110 MW de generación total, sin embargo, aún en el periodo de demanda máxima se tienen excedentes de energía que son exportado al resto del sistema eléctrico.

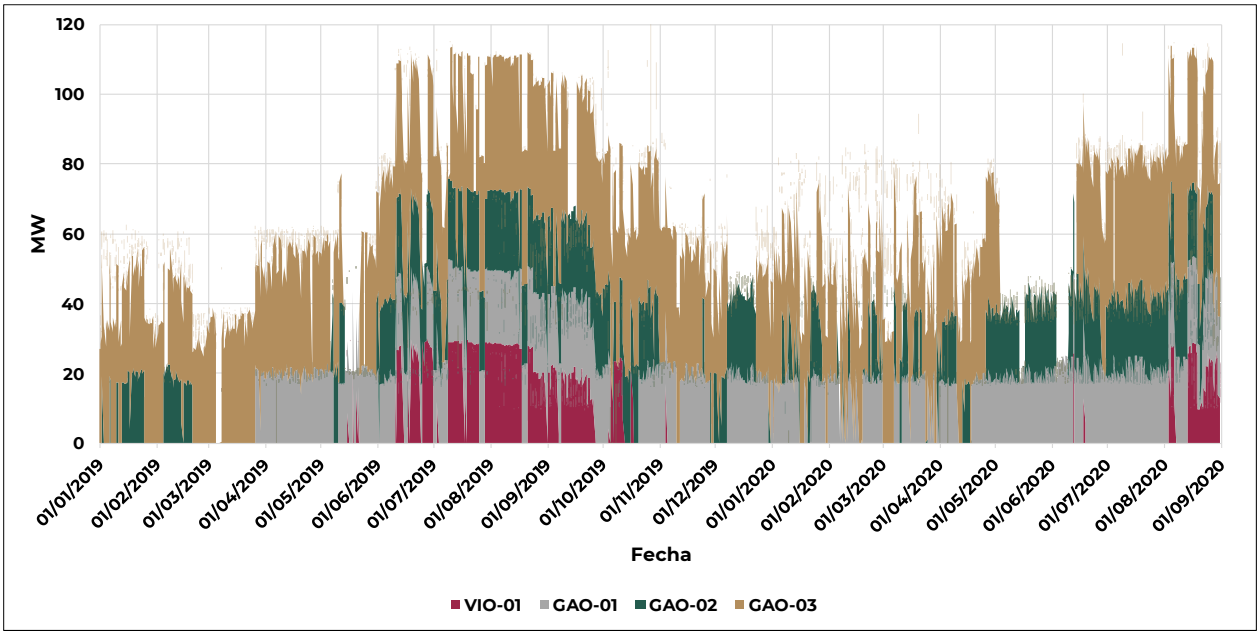
El Cuadro 9.6.27.1 muestra la capacidad de generación instalada en BCS en verano de 2020, se observa el predominio de la tecnología de Combustión Interna y turbogás que consumen diésel como combustible primario y hay tres unidades con tecnología Térmica convencional que consumen combustóleo. Se tiene en general un parque de generación bastante antiguo que será reemplazo en el mediano con tecnologías de turbinas gas y ciclos combinado con base a gas natural.

El Cuadro 9.6.27.2 muestra los proyectos que se pretenden incorporar, en el mediano plazo al sistema eléctrico de BCS, se observan 550 MW de capacidad con tecnologías como: Ciclo Combinado con gas natural como combustible, proyectos renovables fotovoltaicos y eólicos, así como baterías de respaldo denominados BESS y unidades aeroderivadas.

El Cuadro 9.6.27.3 muestra la capacidad de generación instalada y la demanda en cada una de las zonas que forman el sistema eléctrico de BCS en el mediano plazo. Se observan cambios sustantivos en la composición de la generación que resultará en menores costos de producción a nivel sistema eléctrico de BCS. Se verificará la posibilidad de realizar retiros de las unidades de generación que presentan menor eficiencia y mayor costo de operación de acuerdo con las necesidades y escenarios de operación en el mediano plazo, además se podrán reubicar unidades móviles a otros sistemas eléctricos.

La Figura 9.6.27.2 muestra la infraestructura eléctrica para el escenario de 2024 de las zonas Constitución y La Paz considerando los proyectos instruidos, así como los proyectos de generación que han sido programados en BCS.

Figura 9.6.27.1. Despacho de la Generación instalada en la zona Constitución al sistema interconectado de BCS en 2019 y 2020



Cuadro 9.6.27.1. Infraestructura de generación en el sistema eléctrico de BCS

Zona	Tecnología	Capacidad (MW)
Constitución	Combustión Interna	137.45
	Turbogás	
La Paz	Térmica Convencional	365.30
	Combustión Interna	
	Turbogás	
	Fotovoltaica	55.00
Los Cabos	Turbogás	179.66
	Turbogás Aeroderivada	
	Total	**737.41**

Fuente: CFE y CRE[70]

Cuadro 9.6.27.2. Infraestructura de generación futura en 2020-2023 en el sistema eléctrico de BCS

Zona	Tecnología	Capacidad (MW)
Constitución	Energía Limpia	43.0
La Paz	Energía Limpia	80.0
	Turbogás Aeroderivada	318.0
	Ciclo Combinado	198.6
Los Cabos	Energía Limpia	5.0
	Total	**644.6**

Fuente: PIIRCE 2020-2034

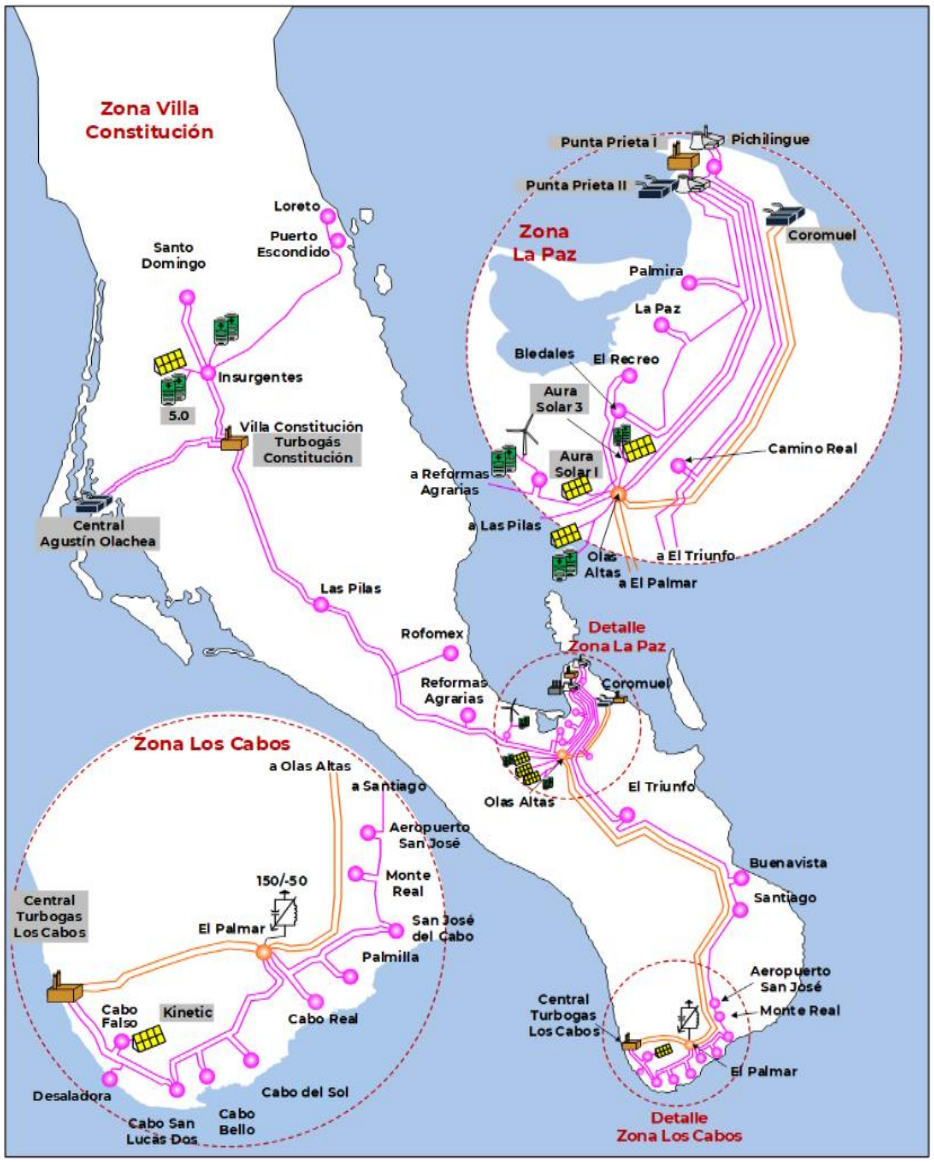
[70] https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

Cuadro 9.6.27.3. Capacidad por tecnología de Generación/Demanda en 2019-2024 en el sistema eléctrico de BCS

Zonas Eléctrica	Capacidad Térmica 2020 (MW)	Capacidad Renovable 2019 (MW)	Demanda máxima Neta coincidente de zona 2019 (MW)	Capacidad Ciclo Combinado 2021-2023 (MW)	Capacidad Unidades Aeroderivadas 2021-2023 (MW)	Capacidad Renovable 2010-2023 (MW)	Capacidad Batería 2020-2023 (MW)	Demanda máxima Neta coincidente de zona 2023 (MW)
Constitución	137.45	0.0	68.5	0.0	0.0	23.0	20.0	77
La Paz	365.3	55.0	197.2	198.6	318	80.0	0	225
Los Cabos	179.66	0.0	252.3	0.0	0.0	5.0	0.0	294
Total	**682.1**	**55.0**		**198.6**	**318.0**	**108**	**20**	

Fuente: PIIRCE 2020-2034, CFE y CRE[71]

Figura 9.6.27.2. Red troncal del sistema eléctrico de BCS en 2024



[71] https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

En la Figura 9.6.27.3 se presentan las curvas Potencia - Voltaje en la SE Loreto en escenarios de red completa y ante la contingencia sencilla más severa N-1 en un escenario sin despachar unidades de generación ni unidades de respaldo BESS en la zona Constitución, adicionalmente no se considera la operación del capacitor en la SE Loreto en 115 kV. Se observa que, actualmente no es posible suministrar la demanda de la zona Constitución, aunque se tenga suficiencia y menores costos de operación en la zona La Paz debido a limitaciones en la red de transmisión que ante contingencia sencilla produce magnitudes de voltaje fuera de los rangos establecidos en el código de red. Bajo estas condiciones de operación únicamente será posible suministrar aproximadamente 37 MW en la zona Constitución (41 MW en el Enlace), es decir, menos del 50% de la carga máxima que se ha presentado en el escenario de verano de 2019.

La Figura 9.6.27.4 muestra el escenario anterior considerando la entrada en operación del capacitor en la SE Loreto en 115 kV, se observa que, ante el disparo de la LT Villa Constitución – 73160 – La Pilas, la compuerta La Paz – Constitución transmitirá 51 MW aproximadamente, equivalente a 49 MW en la zona Constitución, en este punto el voltaje en la SE Insurgentes presenta valores fuera del rango de operación permitido, por tanto, aun con el proyecto Loreto MVAr no es posible prescindir de las unidades de generación en la zona Constitución hasta que se tengan los elementos de compensación necesarios que permitan mantener el suministro confiable y seguro en las Subestaciones Eléctricas de la zona Constitución.

La Figura 9.6.27.5 muestra el escenario mismo escenario sin generación incluyendo el capacitor de la SE Loreto y el proyecto STATCOM Constitución con una capacidad de +50/-50 MVAr. Se observa que es posible mantener el suministro de la demanda de la zona Constitución hasta 78 MW conservando el control de voltaje en las Subestaciones Eléctricas de la zona que representan 74 MW de carga. Con base, en el PDS 2020-2040 esta demanda máxima de la zona Constitución de 78 MW se presentaría en la zona Constitución en 2024.

Por lo anterior, se cumple el suministro de la carga de la zona Constitución desde la zona La Paz. Siempre y cuando se incorporen unidades de generación de Ciclo Combinado en la zona La Paz y se tenga suficiencia de generación para reemplazar las unidades de generación en la CE General Agustín Olachea y La Turbogás Constitución.

Figura 9.6.27.3. Límite de Transmisión en la compuerta La Paz - Constitución
Se considera fuera de operación el parque de generación y almacenamiento en la zona Constitución

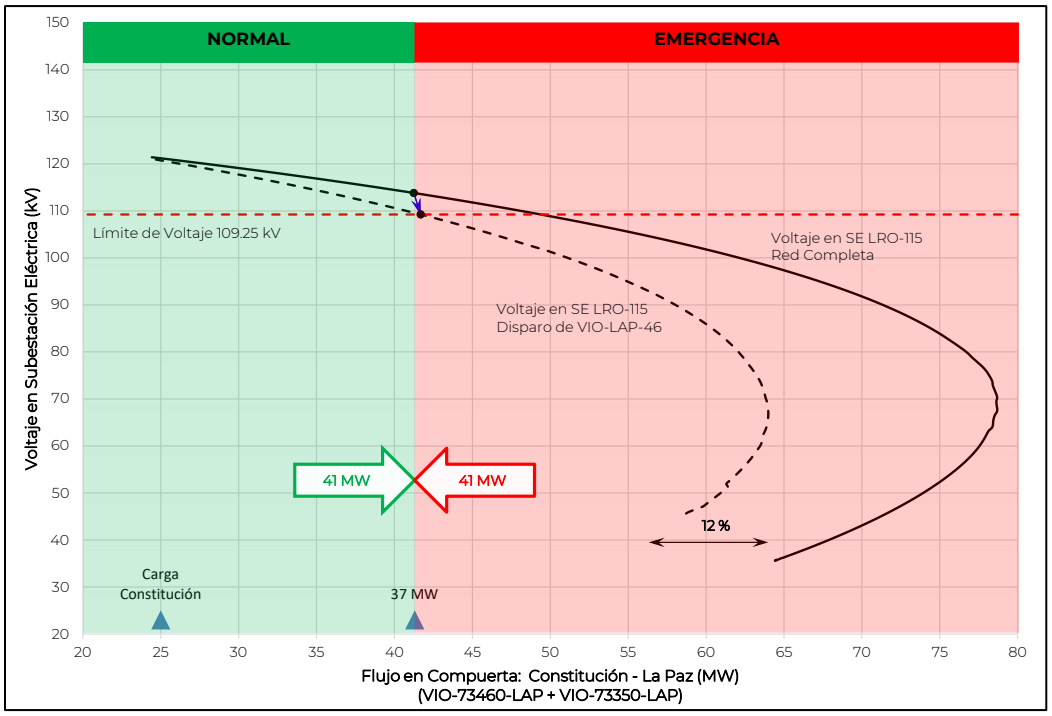


Figura 9.6.27.4. Límite de Transmisión en la compuerta La Paz - Constitución
Se considera fuera de operación el parque de generación y almacenamiento en la zona Constitución
Incluye el proyecto Loreto MVAr

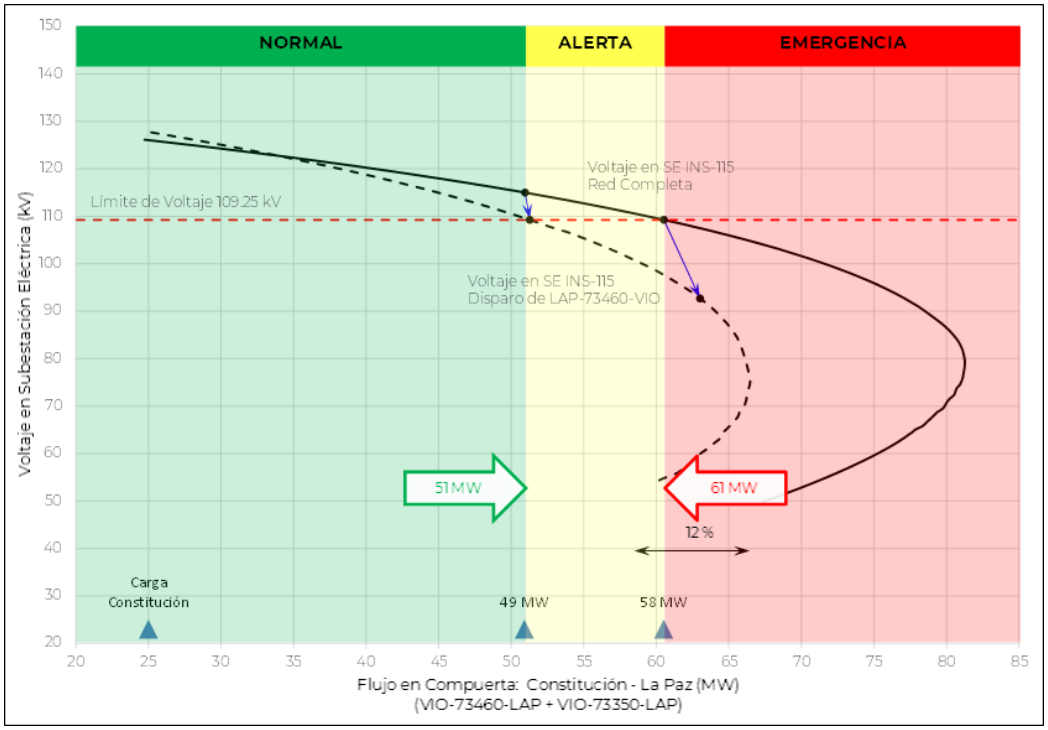
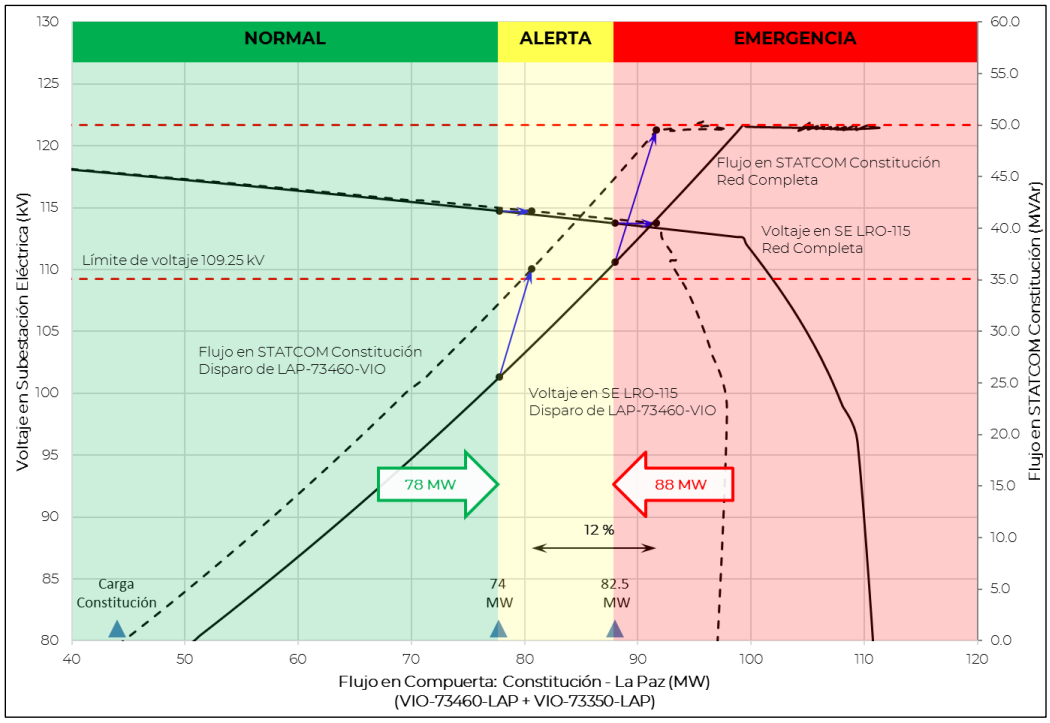


Figura 9.6.27.5. Límite de Transmisión en la compuerta Constitución – La Paz
Se considera fuera de operación el parque de generación y almacenamiento en la zona Constitución
Considera el proyecto STATCOM en la SE Villa Constitución



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas en el mediano plazo, se han identificado dos alternativas de solución para realizar el suministro de la demanda eléctrica en la zona Constitución, las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Instalación de Compensación dinámica con tecnología STATCOM de +50/-50 MVAr de capacidad que se conectará en la barra de 115 kV de la SE Villa Constitución.

Alternativa 2

Despacho de unidades de generación en la Central Agustín Olachea en Puerto San Carlos:

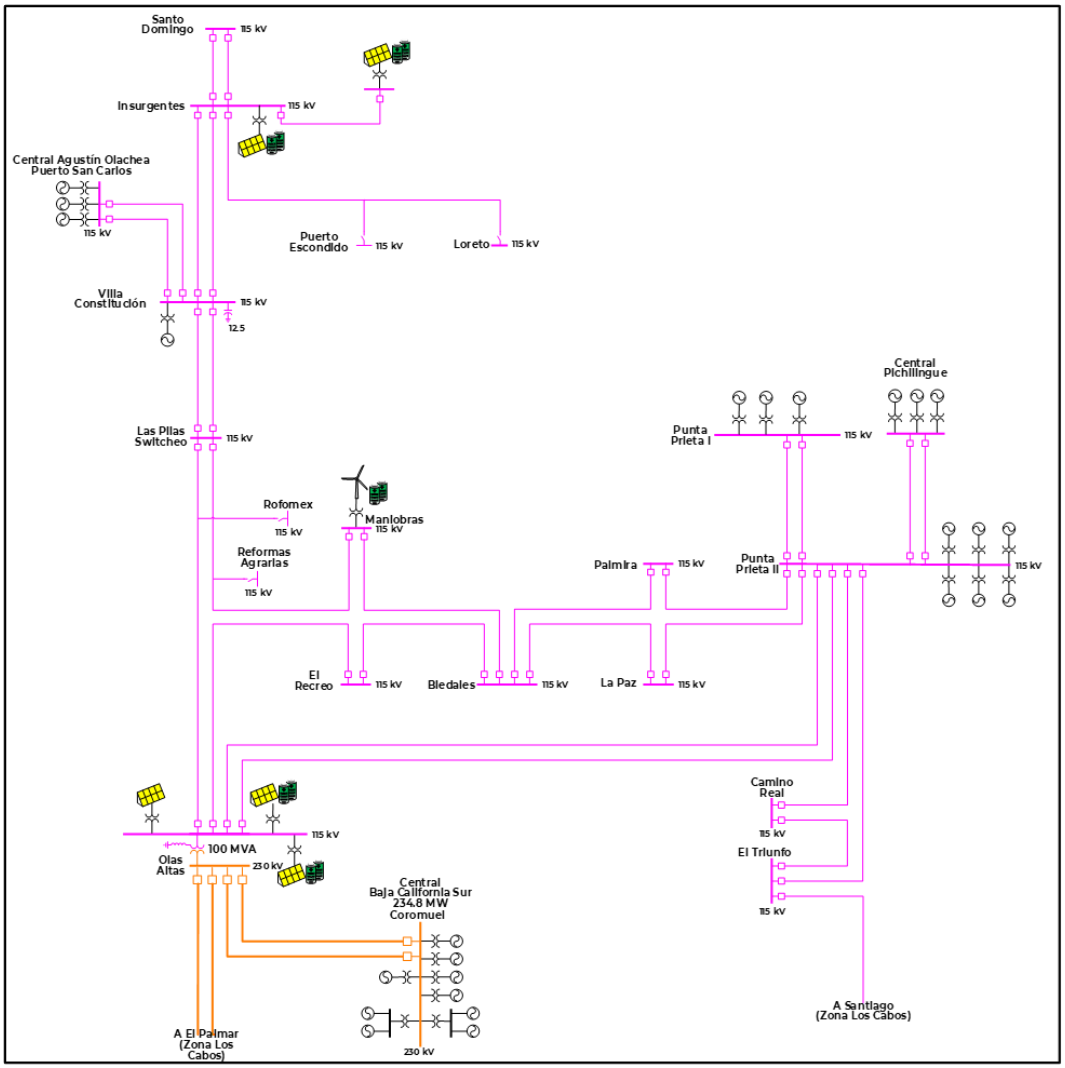
- Considera mantener en operación las unidades de generación de la CE Agustín Olachea y Turbogás Constitución con base a los requerimientos de energía en los diferentes escenarios de demanda que se presenten en el sistema eléctrico de Baja California Sur.

Las fechas 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 2024.

En la Figura 9.6.27.6 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la red eléctrica con las unidades de generación instaladas y futuras en las zonas La Paz y Constitución previo a la entrada en operación del STATCOM en la SE Villa Constitución. Se puede apreciar la concentración de nuevas unidades de generación en la zona La Paz y las unidades de generación en la CE Agustín Olachea y Constitución que se pretende reemplazar con generación de Ciclo Combinado y Unidades Aeroderivadas en la zona La Paz.

Figura 9.6.27.6. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **205.6 millones de pesos** (10.673 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Considera, un nuevo equipo de compensación reactiva en la SE Villa Constitución en el nivel de 115 kV, con +50/-50 MVAr de capacidad.

El cuadro 9.6.27.4 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1,

incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.6.27.4. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-24	abr-24	205.6
Total			**100.0**			**205.6**

La Alternativa 2 consisten en mantener las unidades de generación en la CE General Agustín Olachea y considera la puesta en operación de cada una de las unidades de generación en base a las necesidades del sistema eléctrico interconectado en los diferentes escenarios operativos.

Para determinar los beneficios de la Alternativa 1, se consideraron los beneficios que se obtienen con respecto a los que representa la Alternativa 2 como referencia.

Indicadores técnicos y económicos. Alternativa propuesta.

Con las alternativas de red eléctrica propuestas previamente, se podrá atender la capacidad de suministro a la zona Constitución en escenarios de red completa y ante contingencias sencillas de líneas de transmisión y equipo de transformación.

En los cuadros 9.6.27.5 y 9.6.27.6 se muestran las transferencias promedio de potencia y los promedios cuatrimestrales de los factores de utilización del enlace Las Pilas - Villa Constitución para el escenario medio de evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

En el cuadro 9.6.27.5 se observa que para el año 2022 el enlace Las Pilas – Villa Constitución alcanzará un valor máximo de transferencia de potencia de 30 MW en el cuatrimestre Mayo – Agosto. A partir de 2023 se tiene un refuerzo de transmisión que permitirá alcanzar un límite máximo de 120 MW.

Los resultados muestran que a partir de 2024 el flujo se incrementa, esto se debe al hecho de la entrada en operación del C.C.C. Baja California Sur en zona La Paz. A partir de 2024 el enlace tendrá transferencias de potencia máximas de 53 MW.

En el cuadro 9.6.27.6 se observa que el enlace Las Pilas – Villa Constitución alcanzará un factor de utilización promedio de 25%, 19% y 24% para los cuatrimestres enero-abril, mayo-agosto y septiembre-diciembre, respectivamente.

Cuadro 9.6.27.5. Transferencias de Potencia en el enlace Las Pilas – Villa Constitución

Periodo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ENE-ABR	**21**	**22**	**19**	**13**	**34**	**36**	**37**	**39**	**40**	**38**	**31**	**25**	**21**	**10**	**9**
01_PICO	-28	20	19	3	42	44	46	48	50	50	34	20	3	-11	18
02_MEDIO	-22	19	8	0	33	35	37	39	34	21	5	-1	-1	-27	-11
03_MEDIO	-26	20	19	5	44	46	47	49	51	53	43	30	13	0	20
04_MEDIO	-22	20	10	0	31	33	35	37	39	34	19	5	-1	-25	5
05_MEDIO	-23	26	27	29	31	32	33	35	36	38	40	42	44	1	4
06_MEDIO	-22	28	29	31	32	33	34	36	37	38	40	42	44	1	3
07_BASE	-3	23	24	25	26	27	28	30	31	32	34	36	38	-6	-4
MAY-AGO	**28**	**10**	**8**	**18**	**25**	**19**	**17**	**18**	**18**	**13**	**11**	**11**	**14**	**31**	**28**
01_PICO	-32	2	1	-24	18	9	7	-1	-9	-5	-1	2	6	-34	-30
02_MEDIO	-26	2	5	-18	13	15	4	-6	-3	0	4	7	11	-30	-25
03_MEDIO	-20	-2	1	-32	12	1	-12	-17	-18	-15	-11	-8	-4	-45	-41
04_MEDIO	-22	-2	1	-34	12	0	1	-13	-20	-17	-13	-10	-6	-47	-43
05_MEDIO	-40	13	10	0	40	25	21	23	18	0	-1	-5	-14	-30	-26
06_MEDIO	-30	18	9	0	49	50	42	29	20	12	1	1	-10	-25	-21
07_BASE	-24	29	30	22	33	34	35	37	39	41	43	45	48	5	8
SEP-DIC	**27**	**13**	**8**	**22**	**29**	**23**	**20**	**17**	**20**	**21**	**16**	**14**	**13**	**30**	**28**
01_PICO	-30	6	1	-22	22	11	12	1	-7	-4	0	3	7	-33	-29
02_MEDIO	-33	16	1	-22	22	12	10	1	0	-7	-4	-1	3	-38	-34
03_MEDIO	-23	-2	0	-35	14	0	0	-6	-21	-18	-15	-12	-8	-49	-45
04_MEDIO	-25	3	0	-35	20	10	0	0	-5	-19	-15	-12	-9	-50	-46
05_MEDIO	-32	18	8	6	49	51	41	27	21	12	0	-1	-12	-35	-22
06_MEDIO	-22	20	15	5	43	44	46	48	49	51	37	24	9	-5	18
07_BASE	-23	26	28	29	30	31	33	34	36	37	40	41	44	1	3

Cuadro 9.6.27.6. Factor de utilización (%) del enlace Las Pilas – Villa Constitución

Periodo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ENE-ABR	49	66	68	24	26	27	28	29	30	31	32	34	35	2	3
MAY-AGO	80	47	35	4	35	32	28	24	19	12	9	10	16	18	16
SEP-DIC	62	52	39	10	34	35	34	32	32	31	23	18	15	10	13

Posterior al análisis realizado se concluye que ambas alternativas permiten mantener el suministro de energía en la zona Constitución, además mantienen el voltaje en las Subestaciones Eléctricas dentro del rango de operación establecido en el Código de Red.

En consecuencia, se puede atender el crecimiento de la demanda esperada en el área de influencia con cualquiera de las alternativas, aunque el comportamiento del flujo de potencia y las pérdidas eléctricas es completamente diferente en ambas alternativas.

Asimismo, para la Alternativa 1, se consigue una disminución en el costo de operación a nivel sistema BCS sin disminuir la confiablidad en la red eléctrica de la zona Constitución, por lo que será posible atender el desarrollo normal en el suministro eléctrico en el área de influencia.

En el Cuadro 9.6.27.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para la Alternativa 1 propuesta.

Los beneficios totales se estiman en **47.7 millones de dólares en VP de 2022**, de los cuales, 41.1 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción que incluyen los de operación, mantenimiento y pérdidas; 1.7 millones de dólares a ahorros por energía no servida y 4.8 millones de dólares por externalidades asociadas con emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO_2.

Se presenta un beneficio neto de 38.0 millones de dólares en VP de 2022 y una relación beneficio-costo de 4.95.

Cuadro 9.6.27.7. Resumen de Beneficios económicos para Alternativa 1

Millones de dólares $ en VP 2022

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
4.8	41.1	1.7	47.7	9.6	38.0	4.95

El cuadro 9.6.27.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.6.27.8. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de dólares 2019	10.7	Base de Referencia
Beneficios totales, millones dólares en VP 2022	47.7	Base de Referencia
Relación Beneficio/Costo	4.95	Base de Referencia

Por los resultados de los estudios técnicos 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 Constitución.

Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos por la SENER

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 contracto, 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 Subestaciones Eléctricas. Estos requerimientos de infraestructura se definen con base en el Pronóstico de Crecimiento de la Demanda por Subestación vigente que es elaborado por CENACE.

En 2018, la SENER instruyó la construcción de las primeras obras de las RGD del MEM, con base en las propuestas realizadas por CFE Distribución y avaladas por CENACE.

En el cuadro 9.7.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER en 2018 y 2019, indicando el estatus reportado por CFE Distribución a CENACE.

Cuadro 9.7.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Oriental	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-16	2018	En proceso de adquisición
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17	2018	En proceso de adquisición
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-18	2018	En proceso de adquisición
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	dic-20	2018	En gestión de recursos
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	dic-20	2018	En gestión de recursos
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-20	2019	En proyecto
	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-21	2018	En proceso de adquisición
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-21	2019	En proyecto
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	mar-22	2019	En proyecto
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jul-22	2018	En gestión de recursos
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	dic-22	2019	En proyecto
	Veracruz	Veracruz	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	dic-22	2019	En proyecto
	Coatzacoalcos	Veracruz	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	dic-22	2019	En proyecto
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	dic-23	2019	En proyecto

... Continuación

Cuadro 9.7.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Occidental	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19	2018	En proceso de adquisición
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19	2018	En proceso de adquisición
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	abr-19	2018	En gestión de recursos
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	oct-20	2018	En gestión de recursos
	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	may-21	2018	En proceso de adquisición
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	ago-21	2018	En gestión de recursos
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	sep-21	2018	En gestión de recursos
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	sep-21	2018	En gestión de recursos
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	ene-22	2019	En proyecto
	León	Guanajuato	D19-OC12	Morelos Banco 1	jun-22	2019	En proyecto
	Querétaro	Querétaro	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	dic-22	2019	En proyecto
	Los Altos	Jalisco	D19-OC4	Acatic Banco 1	abr-23	2019	En proyecto
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	abr-23	2019	En proyecto
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC5	Tolimán Banco 1	jun-23	2019	En proyecto
	Tepic	Nayarit	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-23	2019	En proyecto
	Vallarta	Jalisco	D19-OC2	Centro Banco 1	dic-23	2019	En proyecto
	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	2019	En proyecto
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	2019	En proyecto
Noroeste	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-21	2018	En gestión de recursos
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	abr-21	2018	En proceso de adquisición
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	abr-21	2018	En proceso de adquisición
	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	may-21	2018	En gestión de recursos
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	abr-22	2019	En proyecto
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	2019	En proyecto
	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	2019	En proyecto
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	2019	En proyecto
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	may-23	2019	En proyecto

... Continuación

Cuadro 9.7.1. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Norte	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	abr-18	2018	En gestión de recursos
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	abr-18	2018	En gestión de recursos
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	abr-18	2018	En proceso de adquisición
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18	2018	En gestión de recursos
	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19	2018	En gestión de recursos
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19	2018	En gestión de recursos
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-20	2018	En gestión de recursos
	Durango	Durango	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	abr-22	2019	En proyecto
	Durango	Durango	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-22	2019	En proyecto
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	mar-23	2018	En gestión de recursos
	Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	2019	En proyecto
Noreste	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	may-20	2018	En proceso de adquisición
	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	ago-20	2018	En proceso de adquisición
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	dic-20	2019	En proyecto
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	jul-21	2018	En gestión de recursos
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	2019	En proyecto
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	2019	En proyecto
Peninsular	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	jul-20	2018	En proceso de adquisición
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20	2018	En proceso de adquisición
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	jun-21	2018	En proceso de adquisición
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	jul-21	2018	En gestión de recursos
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	jul-21	2018	En proceso de adquisición
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	ago-21	2018	En gestión de recursos
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	nov-21	2018	En proceso de adquisición
Baja California	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19	2018	En proceso de adquisición
	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	may-20	2018	En proceso de adquisición
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-21	2018	En gestión de recursos
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21	2018	En gestión de recursos
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	2019	En proyecto
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22	2018	En gestión de recursos
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	2019	En proyecto
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	2019	En proyecto

Al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como Proyecto Elemental Mínimo (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)

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	dic-21	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

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 Switcheo - Tamulté	115	2	2.0	jul-22	jul-22	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación	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	jul-22	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	jul-22	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)

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	sep-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	sep-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	dic-20	Oriental
Total			**0.4**			

Subestación	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	dic-20	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	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR7 Tapachula Aeropuerto Banco 2

Subestación	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	jun-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	jun-21	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	dic-21	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	dic-20	Oriental
Total			**32.0**			

Subestación	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	dic-20	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	dic-20	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OC2 Tlajomulco Banco 2

Subestación	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	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	dic-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC3 Tuzania Banco 2

Subestación	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	abr-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	abr-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC11 Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	may-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

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	dic-21	Occidental
Total			**4.8**			

Subestación	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	dic-21	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	dic-21	Occidental
Total			**3.6**			

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	ago-21	Occidental
Total			**2.6**			

Subestación	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	ago-21	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	ago-21	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	sep-21	Occidental
Total			**9.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	sep-21	sep-21	Occidental
Total			**30.0**				

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	sep-21	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	sep-21	Occidental
Total			**12.0**			

Subestación	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	sep-21	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	sep-21	Occidental
Total			**1.8**			

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	jul-21	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Occidental
Total			**1.2**			

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-21	Noroeste
Total			**1.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	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-21	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-21	Noroeste
Total			**1.8**			

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	jul-21	Noroeste
Total			**0.6**			

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Noroeste
Total			**1.2**			

D18-NO2 Río Sonora Banco 2

Subestación	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	ago-21	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	ago-21	Noroeste
Total			**2.4**			

D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2

Subestación	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	ago-21	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	ago-21	Noroeste
Total			**2.4**			

D18-NT5 La Salada Banco 2

Subestación	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	abr-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	abr-21	Norte
Total			**1.2**			

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-21	Norte
Total			**2.0**			

Subestación	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-21	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-21	Norte
Total			**1.8**			

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	dic-22	Norte
Total			**36.0**			

Subestación	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	dic-22	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	dic-22	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-21	Norte
Total			**2.4**			

Subestación	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-21	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-21	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	abr-21	Norte
Total			**18.6**			

Subestación	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	abr-21	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	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

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	abr-21	Norte
Total			**33.5**			

Subestación	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	abr-21	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	abr-21	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	mar-23	Norte
Total			**1.0**			

Subestación	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	mar-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	mar-23	Norte
Total			**1.8**			

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	ene-22	Norte
Total			**25.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	ene-22	Norte
Total			**30.0**				

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	ene-22	Norte
Total			**1.2**			

D18-NE2 Tempoal II Banco 2

Subestación	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	may-20	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	may-20	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	jul-21	Noreste
Total			**1.0**			

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Noreste
Total			**1.8**			

D18-NE4 Morelos Banco 2

Subestación	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	ago-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	ago-20	Noreste
Total			**1.8**			

D18-PE2 Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	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	ago-21	Peninsular
Total			**4.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	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	ago-21	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	ago-21	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	jul-21	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE5 Alom Banco 2

Subestación	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-21	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-21	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE6 Umán Banco 2

Subestación	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	jul-20	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	jul-20	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE7 Xcalacoco Banco 2

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE8 Zac Nicté Banco 2

Subestación	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	nov-21	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	nov-21	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-BC1 Carranza Banco 2

Subestación	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	may-21	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	may-21	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC2 Pacífico Banco 2

Subestación	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-21	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-21	Baja California
Total			**1.8**			

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	jul-21	Baja California
Total			**0.3**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación	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	jul-21	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	jul-21	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	abr-21	Baja California Sur
Total			**0.2**			

Subestación	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	abr-21	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	abr-21	Baja California Sur
Total			**1.2**			

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	may-22	Baja California
Total			**11.0**			

Subestación	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	may-22	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	may-22	Baja California
Total			**2.4**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2019

D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	dic-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	dic-22	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR2 Tepeyac Banco 2

Subestación	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	dic-20	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación	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	dic-20	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	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	mar-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D19-OR5 Simojovel Banco 2

Subestación	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	dic-21	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	dic-21	Oriental
Total			**0.6**			

D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

Subestación	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	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	dic-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución)

Subestación	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	dic-22	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	dic-22	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	nov-23	Occidental
Total			**10.4**			

Subestación	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	nov-23	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	nov-23	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	dic-23	Occidental
Total			**3.8**			

Subestación	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	dic-23	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	dic-23	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	abr-23	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación	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	abr-23	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	abr-23	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-23	Occidental
Total			**13.6**			

Subestación	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-23	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-23	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	abr-23	Occidental
Total			**22.0**			

Subestación	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	abr-23	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	abr-23	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Subestación	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	jun-22	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	jun-22	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación	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	dic-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	dic-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	ago-22	Occidental
Total			**6.0**			

Subestación	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	ago-22	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	ago-22	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación	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	dic-23	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	dic-23	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación	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	dic-23	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	dic-23	Occidental
Total			**1.8**			

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación	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	jun-22	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	jun-22	Noroeste
Total			**2.4**			

D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1

Subestación	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	jun-22	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	jun-22	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	jun-23	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación	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	jun-23	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	jun-23	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	jun-23	Noroeste
Total			**12.3**			

Subestación	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	jun-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	jun-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	jun-23	Noroeste
Total			**1.2**			

Subestación	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	jun-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	jun-23	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación	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-23	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-23	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	abr-22	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	abr-22	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

Subestación	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	abr-22	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	abr-22	Norte
Total			**3.6**			

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	dic-22	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	dic-22	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	dic-23	Noreste
Total			**12.0**			

Subestación	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	dic-23	Noreste
Total			**9.4**				

T. Transformador

D19-NE3 Tambaca Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	dic-20	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	dic-20	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	abr-22	Baja California
Total			**0.4**			

Subestación	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	abr-22	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	abr-22	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BC2 González Ortega Banco 3

Subestación	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	abr-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	abr-23	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Subestación	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	jun-22	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	jun-22	Baja California Sur
Total			**1.8**			

Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Con el fin de atender, hasta 2025, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica 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 distribución 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 9.8.1 se muestran los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo, así como los objetivos del proceso de planeación que atiende cada uno de ellos.

La prioridad de este tipo de proyectos está definida por su fecha necesaria de entrada en operación, que corresponde al año de saturación de algún elemento de transformación existente en la zona de influencia.

Cuadro 9.8.1. Proyectos identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2020 – 2034

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado	Asegurar Confiabilidad	Operación con Eficiencia Energética	Satisfacer la Demanda	Reducir Costos del Suministro
Oriental	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	Poza Rica / Veracruz	✓	✓	✓	✓
	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	San Cristóbal / Chiapas	✓	✓	✓	✓
	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	San Cristóbal / Chiapas	✓	✓	✓	✓
	D20-OR4	Cárdenas Centro Banco 1	may-24	Chontalpa / Tabasco	✓	✓	✓	✓
Occidental	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-24	Querétaro / Querétaro	✓	✓	✓	✓
	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-24	Querétaro / Querétaro	✓	✓	✓	✓
	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-24	Irapuato / Guanajuato	✓	✓	✓	✓
	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-23	Irapuato / Guanajuato	✓	✓	✓	✓
	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	Irapuato / Guanajuato	✓	✓	✓	✓

... Continuación

Cuadro 9.8.1. Proyectos identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2020 – 2034

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado	Asegurar Confiabilidad	Operación con Eficiencia Energética	Satisfacer la Demanda	Reducir Costos del Suministro
Noroeste	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	mar-24	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓
	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓
	D20-NO3	La Primavera Banco 1	may-24	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓
	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-24	Puerto Peñasco / Sonora	✓	✓	✓	✓
Noreste	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-20	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓
	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	Huejutla / Hidalgo	✓	✓	✓	✓
Peninsular	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓
	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓
	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	Ticul / Yucatán	✓	✓	✓	✓
Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	ago-24	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D20-BC2	Durazno Banco 2	ago-24	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D20-BC3	Alamar Banco 1	ago-24	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	may-24	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D20-BC5	Panamericana Banco 2	ago-25	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-24	San Luis Río Colorado / Baja California	✓	✓	✓	✓

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.

Gerencia de Control Regional Oriental

D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Diagnóstico

La SE Esfuerzo se encuentra localizada en la zona de distribución Poza Rica de la Gerencia de Control Regional Oriental y atiende eléctricamente a la zona norte del municipio de Tuxpan, Veracruz y poblaciones aledañas. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

En el año 2019 dicho banco tuvo una carga máxima de 26.3 MW y de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones se espera para 2023 una carga de 28.9 MW que representan el 92.28% y 101.40% de la capacidad nominal del banco respectivamente.

Con las condiciones antes descritas se presenta la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona de influencia de la SE Esfuerzo para suministrar energía a la demanda futura esperada, por el crecimiento natural de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo será la saturación de la capacidad de transformación de la SE Esfuerzo. De igual forma, se tendrá un incremento de pérdidas eléctricas en la red de media tensión.

Considerando el incremento de la carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de los circuitos se agravarán y se presentará la problemática de suministro con la infraestructura existente. Todo esto repercutirá en la reducción de la Confiabilidad y calidad de suministro.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **34.816 millones de pesos de 2019** (1.807 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre 2024
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2024
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la Subestación Eléctrica Esfuerzo con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de capacidad 1.8 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla cuatro circuitos en 13.8 kV con sus respectivos alimentadores, que permitirán el suministro de energía eléctrica en media tensión.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la red de 13.8 kV ante el crecimiento esperado de la demanda, esto ante red completa o contingencia sencilla. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el 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 distribución, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE encapsulada denominada Sabanillas, que entroncaría la LT Esfuerzo - 73230 - La Barra en 115 kV, además de la instalación de un banco de transformación con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **72.660 millones de pesos de 2019** (3.772 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Esfuerzo 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 **1.79**, un Valor Presente Neto (VPN) de **602.880 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **65.96 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.69**, un VPN de **504.079 millones de pesos** y una TIR de **39.22 %**.

Cuadro 9.8.2.1. Obras de transformación del proyecto Esfuerzo Banco 2

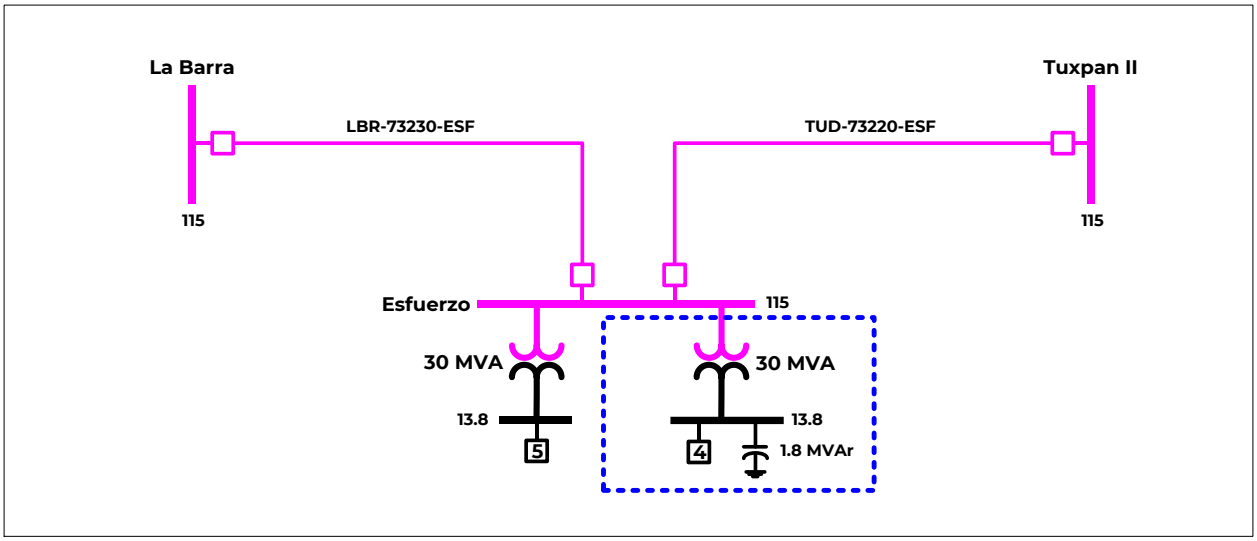
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.2.2. Obras de compensación del proyecto Esfuerzo Banco 2

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**			

Figura 9.8.2.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Esfuerzo Banco 2



D20-OR2 San Martín Banco 1

Diagnóstico

El suministro eléctrico en la región norte de la ciudad de San Cristóbal de las Casas y las poblaciones conurbadas como son los municipios de Chamula, Zinacantán, Tenejapa y Larrainzar se atiende por medio del Banco 1 de la SE San Cristóbal Oriente y el Banco 3 de la SE San Cristóbal. Ambos transformadores tienen una capacidad de 20 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Durante 2019 el Banco 1 de San Cristóbal Oriente registro una carga de 17.5 MW que corresponde al 92.11% de la capacidad del transformador, y el Banco 3 de San Cristóbal presentó una carga de 16.3 MW equivalentes al 85.79% de la capacidad del transformador.

Debido al crecimiento presentado en los últimos años en la región norte de la ciudad, y de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2024 se espera que el Banco 1 de la SE San Cristóbal Oriente alcance una demanda de 18.8 MW y el Banco 3 de la SE San Cristóbal a 17.3 MW que representan el 98.95% y 91.05% respectivamente, de las capacidades nominales de cada transformador.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo será la falta de capacidad de transformación hacia el nivel de tensión de 13.8 kV que permita atender el incremento de demanda esperado para 2025, en la zona norte de la ciudad de San Cristóbal de las Casas y municipios conurbados.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas se agravarán repercutiendo en una baja Confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **136.459 millones de pesos de 2019** (7.084 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2025.

- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2025.

- Transmisión: Construcción de doble circuito de calibre 477 kcmil en 115 kV con 14 km de longitud aproximadamente, para el entronque de la línea de transmisión San Cristóbal - 73S10 - Soyaló en la nueva SE San Martín.

- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica 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 en 13.8 kV de capacidad 1.2 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV y cuatro circuitos en 13.8 kV con sus respectivos alimentadores que permitirán el suministro de energía eléctrica en media tensión.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región norte de la ciudad de San Cristóbal de las Casas y los municipios conurbados aledaños, esto ante red completa o contingencia sencilla. De igual forma, la reconfiguración de los circuitos aportará el beneficio adicional en la reducción en los niveles de pérdidas eléctricas (costo de operación) en la zona.

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 norte de la ciudad de San Cristóbal de las Casas, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Tenejapa con un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, que entroncaría el circuito Oxchuc - 73390 - San Cristóbal en 115 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **146.344 millones de pesos de 2019** (7.597 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **San Martín 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 **1.46**, un Valor Presente Neto (VPN) de **204.517 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **19.25 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.28**, un VPN de **126.669 millones de pesos** y una TIR de **15.70 %**.

Cuadro 9.8.3.1. Obras de transmisión del proyecto 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 Soyaló – San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	may-25	Oriental
Total			**28.0**			

Cuadro 9.8.3.2. Obras de transformación del proyecto San Martín Banco 1

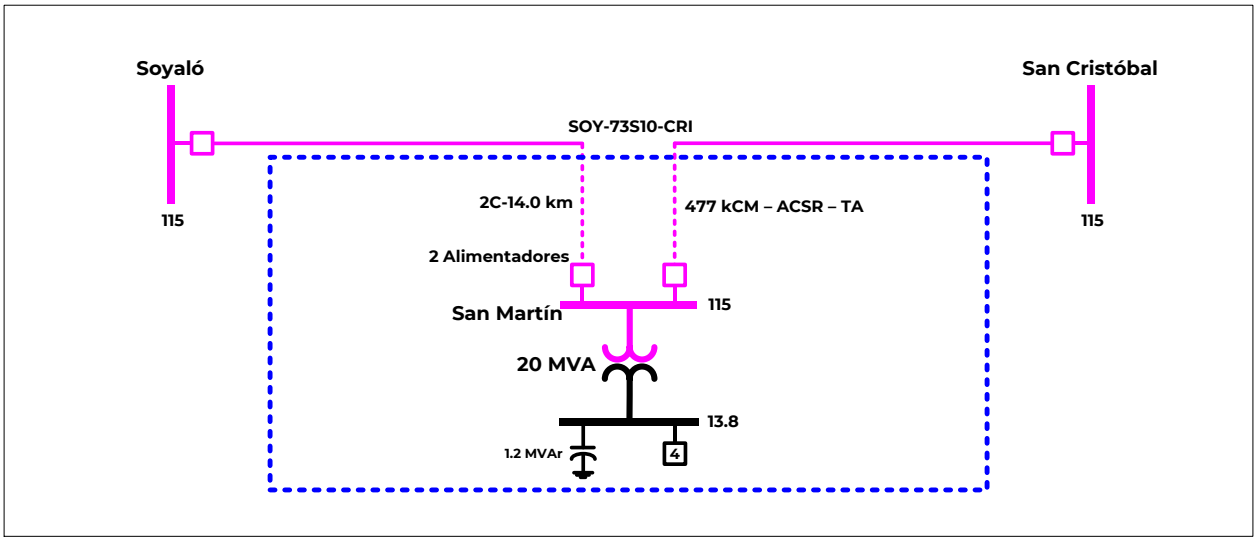
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-25	may-25	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.3.3. Obras de compensación del proyecto San Martín Banco 1

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**			

Figura 9.8.3.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Martín Banco 1



D20-OR3 Bachajón Banco 1

Diagnóstico

La SE Ocosingo se encuentra en la zona de distribución San Cristóbal en la región noreste del estado de Chiapas. Con esta SE se suministra energía eléctrica a poblaciones tales como Bachajón, Chilón, Yajalón y Petalcingo de los municipios de Chilón, Yajalón y Tila. Actualmente se cuenta con dos transformadores con capacidad de 20 y 9.375 MVA (bancos 1 y 2 respectivamente), ambos con relación de transformación 115/34.5 kV.

En el año 2019 el banco 1 presentó una carga de 17.7 MW y el banco 2 tuvo una carga de 8.3 MW lo que representa el 93.15% y 93.19% de su capacidad nominal.

De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones se esperan 19 MW y 9.4 MW de carga en los bancos 1 y 2 respectivamente, lo que equivale a 100% y 105.54% de su capacidad.

Debido a lo anterior, se presenta la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la zona de influencia de la SE Ocosingo para suministrar energía a la demanda futura esperada derivada del crecimiento esperado en los rubros turístico, agrícola y ganadero.

Problemática por resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo será la saturación de la capacidad de transformación de la SE Ocosingo, además de una reducción en la calidad del suministro hacia las poblaciones de Yajalón y Petalcingo que son consideradas un polo de desarrollo, las cuales se encuentran a una distancia de más de 50 km al punto de suministro.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **133.297 millones de pesos de 2019** (6.919 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2025.
- Transmisión: Construcción de 23 km de línea de transmisión en 115 kV, con torre de acero de un circuito, un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, para interconectar la SE Ocosingo con la nueva SE Bachajón.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica con un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de un alimentador en 115 kV en la SE Ocosingo, así como cuatro circuitos en 34.5 kV con sus respectivos alimentadores, que permitirán el suministro de energía eléctrica en media tensión.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía en la región de las poblaciones de Yajalón y Petalcingo, esto ante red eléctrica completa o contingencia sencilla. De igual forma el proyecto tendrá impacto en la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas) al disminuir las longitudes de circuitos de media tensión hacia las cargas.

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 el área de influencia de la SE Ocosingo se analizó la opción alterna que consiste en ubicar nueva transformación en la población de Petalcingo. Dentro de su alcance se contempla la instalación de un banco de transformación con 20 MVA de capacidad que se interconecte

hacia la SE Ocosingo con un circuito radial de 29 km de longitud aproximadamente. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **165.316 millones de pesos de 2019** (8.582 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Bachajón 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 **1.86**, un Valor Presente Neto (VPN) de **528.029 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **36.90 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.46**, un VPN de **294.599 millones de pesos** y una TIR de **22.08 %**.

Cuadro 9.8.4.1. Obras de transmisión del proyecto 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**			

Cuadro 9.8.4.2. Obras de transformación del proyecto Bachajón Banco 1

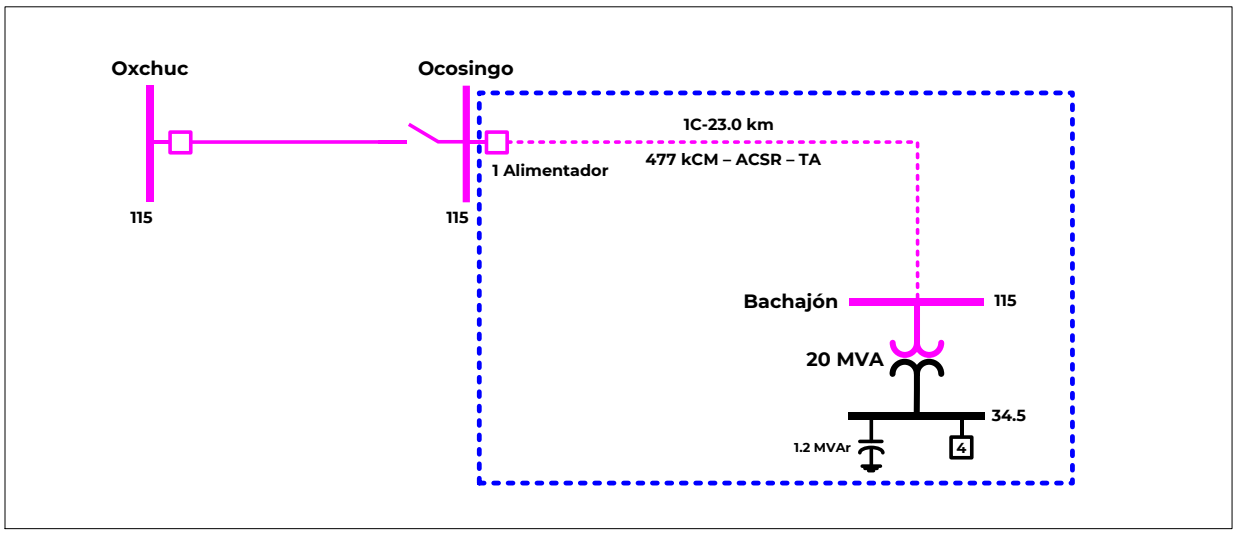
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-25	may-25	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.4.3. Obras de compensación del proyecto Bachajón Banco 1

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**			

Figura 9.8.4.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Bachajón Banco 1



D20-OR4 Cárdenas Centro Banco 1

Diagnóstico

La SE Cárdenas se encuentra localizada en la zona de distribución Chontalpa, perteneciente a la Gerencia de Control Regional Oriental. Con esta infraestructura se suministra energía eléctrica a la parte Norte y Centro del Municipio de Cárdenas, así como a localidades aledañas en el estado de Tabasco. Esta Subestación Eléctrica cuenta con dos bancos de transformación de los cuales el primero tiene una capacidad de 20 MVA con relación de transformación 115/34.5 kV y el segundo cuenta con 30 MVA de capacidad y una relación de transformación 115/13.8 kV.

Para el suministro de energía eléctrica de la zona centro del municipio mencionado, se utiliza el Banco 2 el cual en el año 2019 presentó una carga de 27.4 MW que representa el 96.14% de su capacidad. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones para el año 2023 se tiene pronosticada una demanda de 29.5 MW que corresponde al 103.5% de la capacidad del banco.

Por lo anterior, se espera su saturación en el corto plazo y para poder satisfacer la demanda pronosticada se requiere de nueva infraestructura.

Problemática por resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia será la saturación de los elementos de transformación de la SE Cárdenas, así como el incremento en los costos operativos (pérdidas eléctricas) en los circuitos de media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **111.612 millones de pesos de 2019** (5.794 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2024.
- Transmisión: Construcción de 4.6 km de línea de transmisión en 115 kV, con poste troncocónico de doble circuito, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la línea de transmisión Cárdenas - 73C00 - Cárdenas Sur en la nueva SE Cárdenas Centro.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica 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 en 13.8 kV con capacidad de 1.8 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de dos alimentadores en 115 kV, así como 6 circuitos en 13.8 kV con sus respectivos alimentadores, que permitirán el suministro de energía eléctrica en media tensión.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación de proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Chontalpa, que entre otros atiende al municipio de Cárdenas, esto ante red

eléctrica completa o 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

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación de la subestación Cárdenas (Banco 3), con la instalación de un banco adicional con capacidad de 30 MVA con una relación de transformación 115/13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **234.388 millones de pesos de 2019** (12.167 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Cárdenas Centro 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 **1.80**, un Valor Presente Neto (VPN) de **535.283 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **38.89 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.30**, un VPN de **236.174 millones de pesos** y una TIR de **17.80 %**.

Cuadro 9.8.5.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Oriental
Total			**9.2**			

Cuadro 9.8.5.2. Obras de transformación del proyecto Cárdenas Centro Banco 1

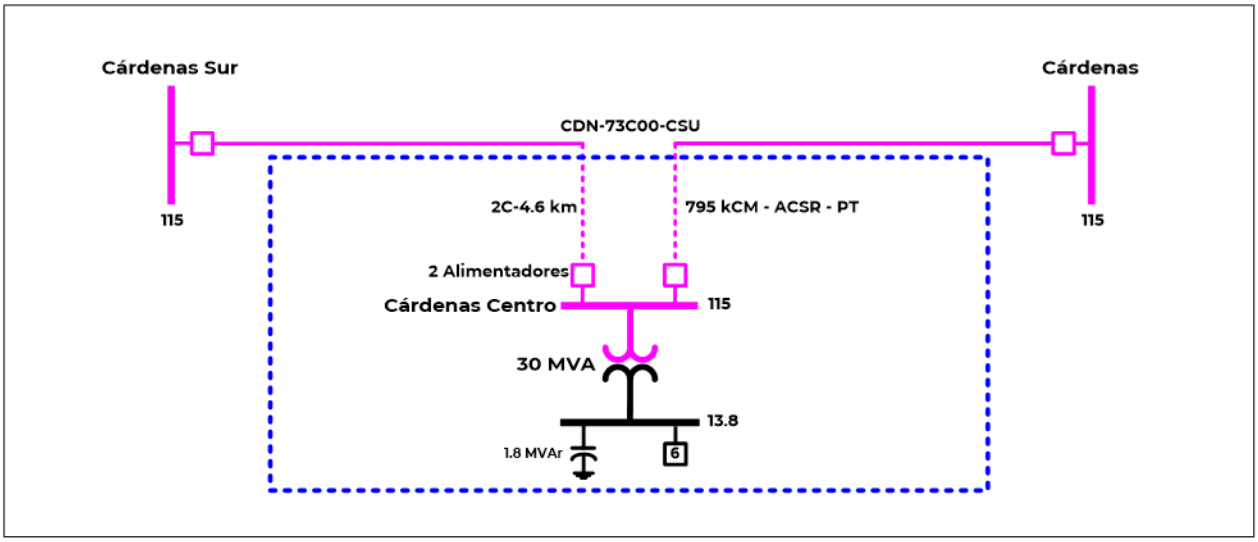
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	may-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.5.3. Obras de compensación del proyecto Cárdenas Centro Banco 1

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-24	Oriental
Total			**1.8**			

Figura 9.8.5.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Cárdenas Centro Banco 1



Gerencia de Control Regional Occidental

D20-OC2 Carlota Banco 1

Diagnóstico

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica que se ha venido presentando en la zona Querétaro es de gran relevancia, con tasas sostenidas de entre 4 y 5% a lo largo de todo el horizonte de planeación. De igual manera, se han tenido años extraordinarios de mayor crecimiento al promedio; por ejemplo, en 2019 se presentó una demanda 9.6% mayor a la de 2018. Este comportamiento se debe principalmente al gran desarrollo industrial y comercial que se ha venido dando en la zona Querétaro y en general en toda la región Bajío, lo cual ha detonado su vez grandes polos de desarrollo urbano al centro y en los alrededores de la ciudad de Querétaro.

Dadas estas condiciones y derivado de la optimización de la red de distribución en media tensión (13.8 kV), se prevé que para 2024 la SE Querétaro Maniobras presente una demanda de 35.9 MW, que corresponde al 125.9% de su capacidad instalada.

Problemática por resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Querétaro Maniobras.

Considerando el incremento de carga que se tendrá en los próximos años y las condiciones operativas de los circuitos actuales de media tensión, se presentarán dificultades para satisfacer las necesidades de demanda en la zona Querétaro con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la red de alta y media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **104.369 millones de pesos de 2019** (5.417 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación: Instalación del Banco 1 en la nueva SE Carlota con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de capacidad 1.8 MVAr.
- Transmisión: Construcción de 2.1 km de línea de transmisión en 115 kV y 2.5 km de línea de media tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores en 13.8 kV; así como 5 circuitos de media tensión para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales.

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 Querétaro Maniobras, 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 los costos de operación.

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 Distribución Querétaro, se revisó una opción alterna que consiste en la instalación del banco 2 en la SE Querétaro Maniobras. Su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad nominal, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **114.480 millones de pesos de 2019** (5.942 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Carlota 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 **1.69**, un Valor Presente Neto (VPN) de **596.982 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **38.73 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.50**, un VPN de **433.379 millones de pesos** y una TIR de **27.44 %**.

Cuadro 9.8.6.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Occidental
Total			**4.2**			

Cuadro 9.8.6.2. Obras de transformación del proyecto Carlota Banco 1

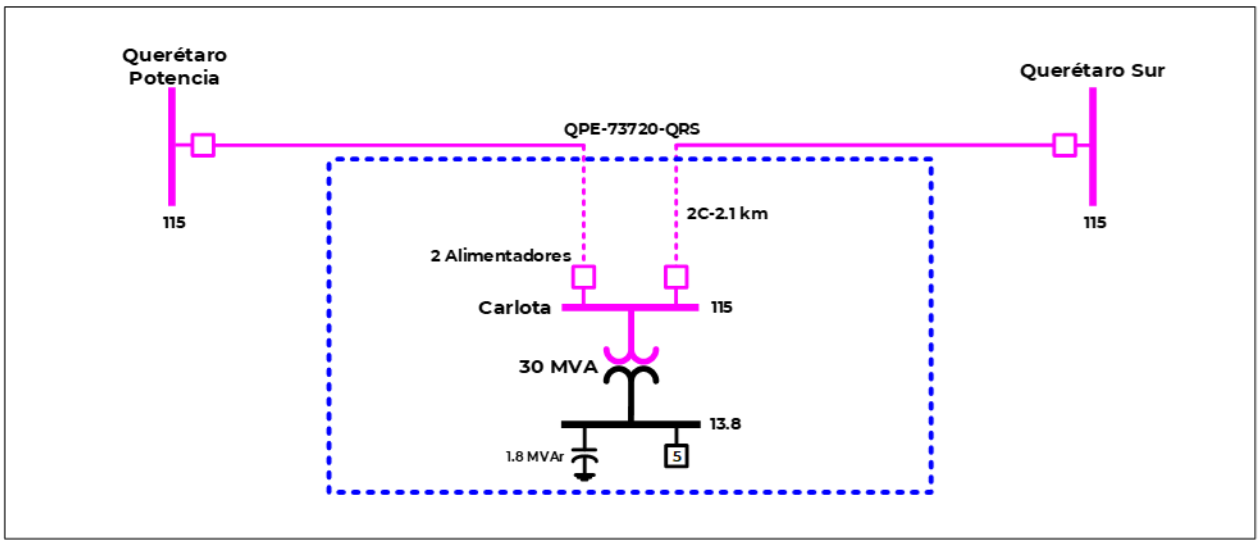
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.6.3. Obras de compensación del proyecto Carlota Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.8.6.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Carlota Banco 1



D20-OC3 Satélite Banco 2

Diagnóstico

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica que se ha venido presentando en la zona Querétaro es de gran relevancia, con tasas sostenidas de entre 4 y 5% a lo largo de todo el horizonte de planeación. De igual manera, se han tenido años extraordinarios de mayor crecimiento al promedio; por ejemplo, en 2019 se presentó una demanda 9.6% mayor a la de 2018. Este comportamiento se debe principalmente al gran desarrollo industrial y comercial que se ha venido dando en la zona Querétaro y en general en toda la región Bajío, lo cual ha detonado su vez grandes polos de desarrollo urbano al centro y en los alrededores de la ciudad de Querétaro.

Dado el crecimiento de la ciudad de Querétaro que se menciona, concretamente, el que se presenta al Norponiente de esta ciudad (el cual se debe principalmente a la construcción de nuevos fraccionamientos), ha ocasionado un incremento considerable en la demanda de energía eléctrica en la SE Satélite. Adicionalmente, en el coto plazo se tienen compromisos de atención a solicitudes de carga para fraccionamientos residenciales con demandas de hasta 5 MW, que se tendrían que suministrar de esta misma Subestación Eléctrica.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Satélite.

Considerando el incremento de carga que se tendrá en los próximos años y las condiciones operativas de los circuitos actuales de media tensión, se presentarán dificultades para satisfacer las necesidades de demanda en la zona Querétaro con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la red de alta y media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **56.859 millones de pesos de 2019** (2.952 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Satélite con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de capacidad 1.8 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla 6 alimentadores y circuitos en 13.8 kV que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales.

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 crecimiento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE Satélite, 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 los costos de operación.

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 Sistema Eléctrico de Distribución que es atendido únicamente por la SE Satélite, se revisó una opción alterna que consiste en realizar la ampliación del segundo banco de transformación, pero considerando uno de menor capacidad al existente. Su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad nominal, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **113.411 millones de pesos de 2019** (5.887 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Satélite 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 indicadores Beneficio/Costo (B/C) de **1.65**, un Valor Presente Neto (VPN) de **884.498 millones de pesos** con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **62.03 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.57**, un VPN de **731.317 millones de pesos** y una TIR de **36.41 %**.

Cuadro 9.8.7.1. Obras de transformación del proyecto Satélite Banco 2

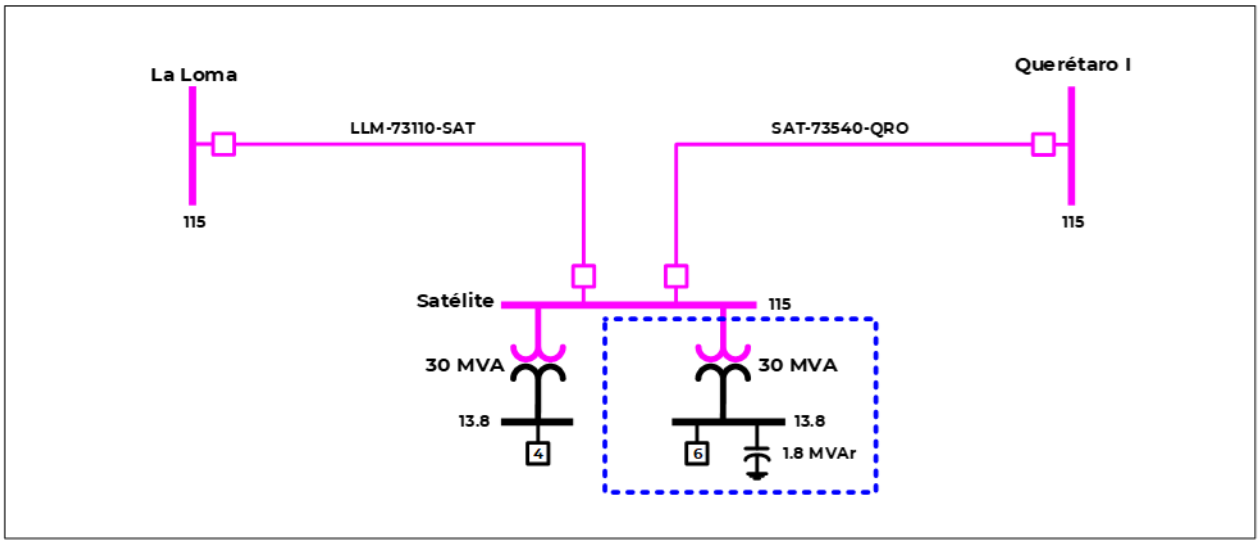
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.7.2. Obras de compensación del proyecto Satélite Banco 2

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**			

Figura 9.8.7.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Satélite Banco 2



D20-OC4 Los Olivos Banco 1

Diagnóstico

Las Subestaciones Eléctricas Irapuato Poniente e Irapuato Industrial se encuentran localizadas en la zona Irapuato, pertenecen a la Gerencia Regional de Control Occidental y atienden parte de la demanda de energía del área urbana de la ciudad de Irapuato incluyendo cargas de tipo industrial, comercial y residencial.

En los últimos años, la región Bajío se ha consolidado como una zona con un importante corredor industrial y con un fuerte crecimiento de dicho sector, con tendencia a continuar en aumento con el desarrollo de nuevos parques industriales originando un incremento notable en la cantidad de solicitudes de demanda para instalarse en los próximos años.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda, para el año 2020, la carga de la zona de estudio provocará que los bancos de transformación operen al 91.26 % de su capacidad y para el 2024 se alcanzará el 100%.

Este proyecto pretende disminuir las pérdidas en el área del centro y sur de la ciudad de Irapuato. Actualmente la energía recorre una distancia muy larga desde la SE Irapuato Industrial hasta el área urbana de la ciudad. Además, este

proyecto resolverá los problemas de circuitos con sobrecarga de las SE Irapuato Poniente e Irapuato Industrial.

Problemática por resolver

Ante las características de la localización de los circuitos del área de estudio analizada para el año 2021 se puede definir que la demanda incremental se está dando en las orillas del área urbana de la ciudad Irapuato a consecuencia de:

a) Las Subestaciones Eléctricas que actualmente alimentan el área de estudio están lejos de los principales centros de carga.

b) Para el año de estudio se realizó la optimización de la ciudad de Irapuato y no se pudo resolver los problemas de carga de los circuitos involucrados

c) No es factible hacer frente a la demanda incremental en el área de estudio con la ampliación de un segundo banco en la SE Irapuato Industrial, debido a la lejanía del área de influencia.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **116.749 millones de pesos de 2019** (6.061 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transmisión: Construcción de 3.1 km de línea de transmisión en 115 kV y 10.56 km de línea en media tensión.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica 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 en 13.8 kV de 1.8 MVAr.

Además, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV, para las salidas de los circuitos en media tensión que serán de utilidad para respaldo de los circuitos actuales.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de la ciudad de Irapuato ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Se propone la construcción de una Subestación Eléctrica con una capacidad instalada de transformación de 30 MVA con relación de voltajes de 115/13.8 kV ubicada en el municipio de Irapuato, muy cerca de la trayectoria de la línea de subtransmisión existente que interconecta la SE Las Fresas con la SE Irapuato Industrial. Para ello se requerirá de la construcción de 2 km de línea en 115 kV y construcción de las salidas subterráneas de distribución en media tensión, esta última dado que el área

que alimentará será en un 85% urbana, desahogando los circuitos existentes de las Subestaciones Eléctricas antes mencionadas, con mejor regulación de voltaje y mejores condiciones en los valores de pérdidas. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **285.378 millones de pesos de 2019** (14.814 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Los Olivos 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 **1.87**, un Valor Presente Neto (VPN) de **913.754 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **53.34 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.60**, un VPN de **731.032 millones de pesos** y una TIR de **27.05 %**.

Cuadro 9.8.8.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Occidental
Total			**6.2**			

Cuadro 9.8.8.2. Obras de transformación del proyecto Los Olivos Banco 1

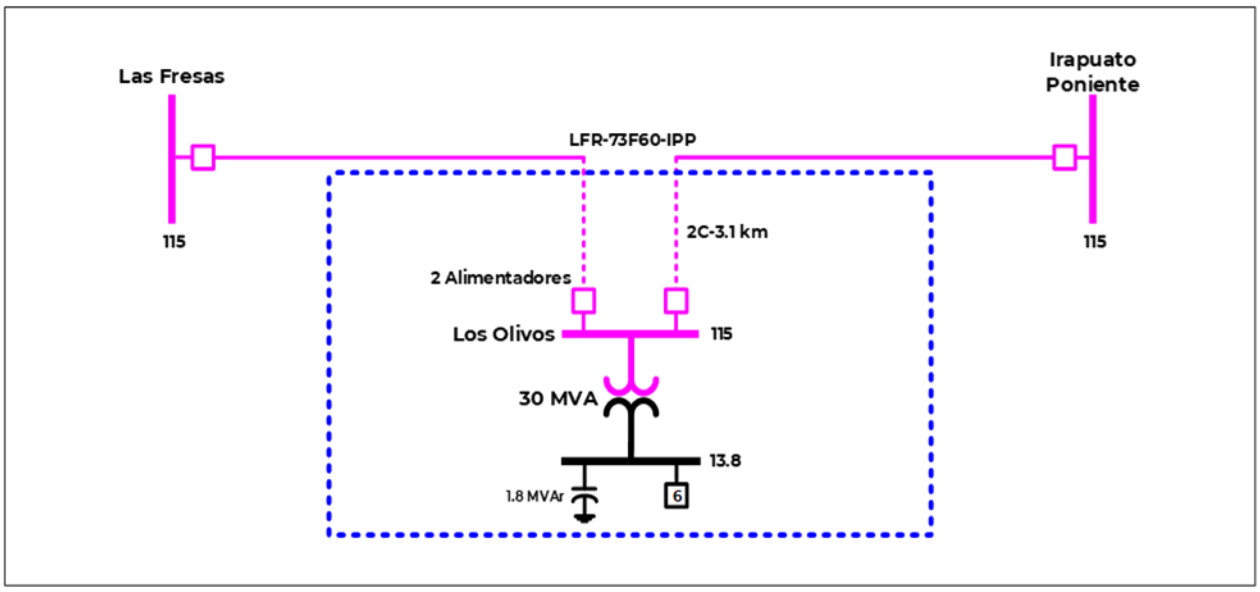
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.8.3. Obras de compensación del proyecto Los Olivos Banco 1

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-24	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.8.8.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Los Olivos Banco 1



D20-OC5 Los Fresnos Banco 1

Diagnóstico

La ciudad de Silao, Guanajuato, presenta un crecimiento importante, principalmente en la trayectoria del corredor industrial León – Silao - Irapuato, a raíz de la construcción de nuevos fraccionamientos y zonas habitacionales, así como por el surgimiento y expansión de empresas ubicadas en los grandes parques industriales. Los cambios mencionados se traducen en un aumento de la carga en la zona Irapuato y en general en toda la región del Bajío.

Como consecuencia del panorama descrito, se tiene previsto a lo largo del horizonte de planeación un notable incremento de la demanda en la SE Silao, la cual actualmente suministra energía al área de estudio.

Para el cierre del año 2020, se presentarán demandas elevadas con respecto a la capacidad nominal de la Subestación Eléctrica. Se estima que para el año 2023, dicha subestación presente una demanda de 38 MW, lo cual significa que se encontrará operando cercana al 100% de su capacidad total instalada.

Problemática por resolver

La saturación de la transformación de la SE Silao, debido al incremento de la demanda en los próximos años, representa la principal problemática a resolver para la zona en cuestión.

Los problemas para satisfacer la futura demanda se presentarán debido a las limitaciones de la infraestructura actual, lo que implicará una operación del sistema bajo condiciones de menor seguridad y Confiabilidad, comprometiendo la calidad del suministro debido a la presencia de sobrecargas en la red.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **84.927 millones de pesos** de 2019 (4.408 millones de dólares de 2019

considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2024.
- Transmisión: Construcción de 3 km de línea de transmisión en 115kV y 3 km de línea de media tensión.
- Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica 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 en 13.8 kV de 1.8 MVAr.

Además, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV para los circuitos en media tensión que serán de utilidad en el respaldo de los actuales.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Irapuato, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada: Nuevo México. Su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad con 6 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **94.749 millones de pesos** (4.918 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Los Fresnos 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 indicadores Beneficio/Costo mayor de **1.82**, un Valor Presente Neto (VPN) de **660.430 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **50.79 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.50**, un VPN de **404.402 millones de pesos** y una TIR de **28.95 %**.

Cuadro 9.8.9.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Occidental
Total			**3.0**			

Cuadro 9.8.9.2. Obras de transformación del proyecto Los Fresnos Banco 1

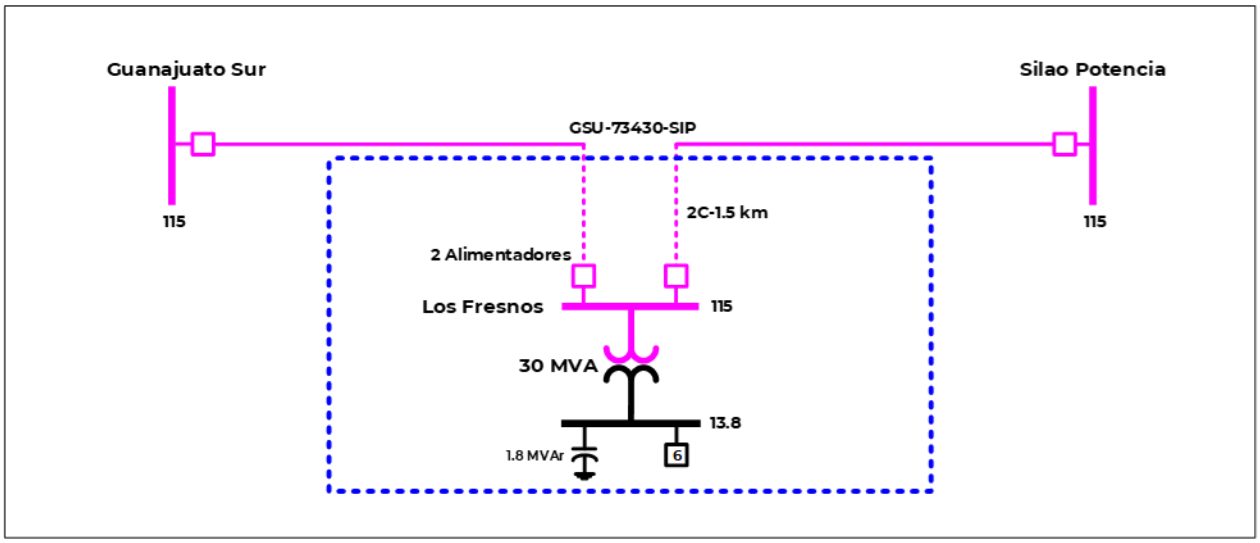
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-23	ago-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.9.3. Obras de compensación del proyecto Los Fresnos Banco 1

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-24	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.8.9.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Los Fresnos Banco 1



D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Diagnóstico

Al cierre del año 2019, la SE Irapuato Villas presentará una demanda de 26 MW, contra los 30 MVA instalados, lo cual significa que la subestación operó a un 91% de su capacidad total instalada. De acuerdo con el pronóstico de la demanda por subestaciones, se espera que para 2023 la demanda de esta Subestación Eléctrica llegue a 28.2 MW, que representa prácticamente el 100% de su capacidad nominal.

Problemática que resolver

En el área norponiente de la ciudad de Irapuato se presenta un crecimiento importante en lo que se refiere a fraccionamientos habitacionales y áreas comerciales aunadas a los mismos proyectos, las Subestaciones Eléctricas que alimentan dicha área son la SE Irapuato Poniente, con una capacidad instalada de 60 MVA y 8 circuitos de media tensión, la cual ya no puede ser ampliada debido a que está ubicada dentro de una glorieta y no cuenta con terreno adicional para instalar más equipo de transformación ni un mayor número de alimentadores de media tensión. Por otro lado, la SE Irapuato Villas cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA y 6 circuitos de media tensión de los cuales solo uno de ellos atiende el área mencionada.

Esta condición de falta de suministro hacia la zona de influencia resulta crítica para poder atender los compromisos de demanda que se tienen en la región.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **42.099 millones de pesos** de 2019 (2.185 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación Ampliación de la SE Irapuato Villas con un segundo banco de transformación de 30 MVA con relación de voltajes de 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.2 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla 6 alimentadores y circuitos en 13.8 kV que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la ciudad de Irapuato, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.

Alternativas analizadas

Otra alternativa para resolver la problemática mencionada consiste en la construcción de una nueva subestación de distribución denominada: Piloncillo, la cual entroncaría la línea de transmisión Las Fresas – Irapuato I y se instalaría un banco de transformación de 30 MVA con relación de voltajes de 115/13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **73.922 millones de pesos de 2019** (3.837 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Irapuato Villas 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 indicadores Beneficio/Costo de **1.67**, un Valor Presente Neto (VPN) de **710.538 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **57.30 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.61**, un VPN de **605.448 millones de pesos** y una TIR de **40.18 %**.

Cuadro 9.8.10.1. Obras de transformación del proyecto Irapuato Villas Banco 2

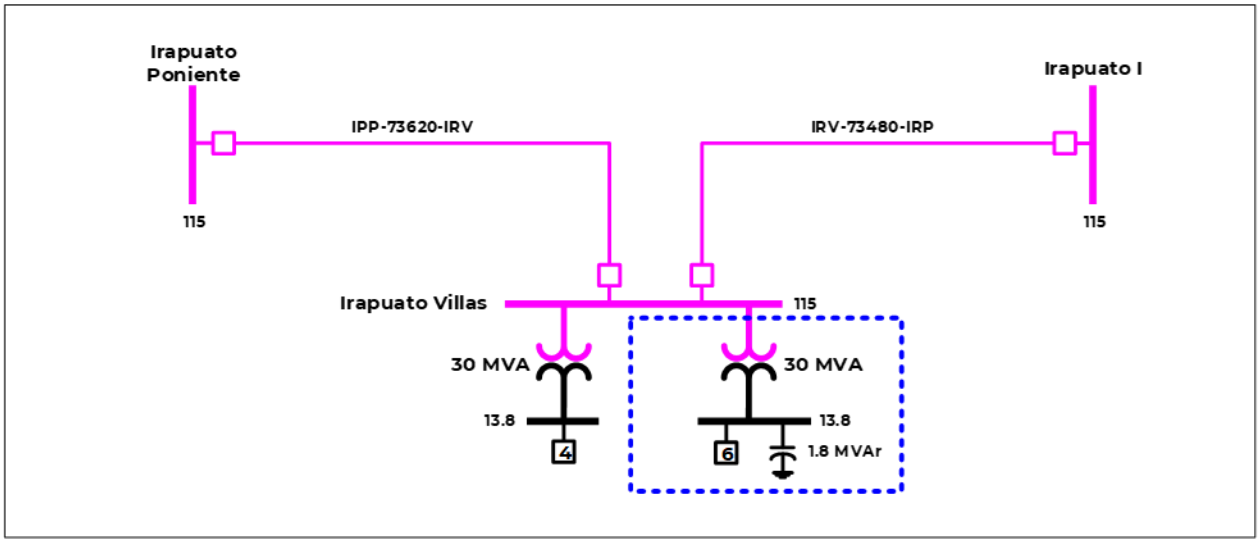
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.10.2. Obras de compensación del proyecto Irapuato Villas Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**1.2**			

Figura 9.8.10.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Irapuato Villas Banco 2



Gerencia de Control Regional Noroeste

D20-NO1 Villa Ángel Flores Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica al poniente de la zona Culiacán y el municipio de Navolato, en Culiacán, Sinaloa (área de influencia) se logra a través de la SE Navolato con dos transformadores de 40 MVA y 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV y la SE Bachigualato con un transformador de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV, en conjunto se tiene una capacidad instalada de 100 MVA (95 MW).

La SE Navolato se encuentra conectada de forma radial a través de una derivación de la LT Culiacán Poniente – La Higuera en 115 kV, mientras que la SE Bachigualato se conecta radialmente desde la SE Culiacán Poniente en 115 kV.

La carga establecida es de granjas acuícolas en la que los desarrolladores han iniciado el cambio de sus sistemas de trabajo de combustible diésel a motores eléctricos, encontrando en estos últimos mejores beneficios, además, por su cercanía con la ciudad de Culiacán se presenta un gran desarrollo inmobiliario, adicionalmente, se tienen registros de solicitudes para desarrollos campestres por su cercanía a las costas de Sinaloa.

La demanda en área de influencia en 2019 fue de 89.2 MW lo que equivale a una cargabilidad en los bancos de transformación, de las Subestaciones Eléctricas Navolato y Bachigualato, del 94%, por lo anterior, se prevé la saturación de la capacidad de transformación en esta región en el mediano plazo.

Problemática que resolver

Con base al estudio del análisis del Desarrollo del Mercado Eléctrico del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) de la zona Culiacán y dado el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el municipio de Navolato y al poniente de la zona Culiacán se tiene proyectado un incremento de carga, esta situación provocará la saturación de los elementos de transformación en las Subestaciones Eléctricas Navolato y Bachigualato.

Con base en, el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2020-2040, para el año 2024 se tendrá una demanda de 98.4 MW, esta magnitud representaría una cargabilidad de 104% respecto a la capacidad instalada en las Subestaciones Eléctricas Navolato y Bachigualato provocando saturación en los elementos de transformación y en la infraestructura eléctrica de media tensión del área de influencia, los cuales al estar saturados en situación de contingencia no sería posible la realización de transferencia de carga hacia otras Subestaciones Eléctricas, adicionalmente se limitaría la atención a nuevas solicitudes de centros de carga.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **111.980 millones de pesos de 2019** (5.813 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 6.5 km de Línea de Transmisión, doble circuito, 795 ACSR-TA/PT en 115 kV.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en 34.5 kV para la construcción de nuevas líneas de 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 en la zona de Distribución Culiacán que atiende el municipio de Navolato, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el 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 analizó una opción alterna que consiste en la ampliación de capacidad de transformación de la SE Navolato con la necesidad de construir una segunda Línea de Transmisión en 115 kV para cerrar el anillo entre la SE Culiacán Poniente y la SE La Higuera.

Las obras de esta segunda opción consideran las siguientes características:

Adicionar un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, construcción de aproximadamente 16.6 km de Línea de Transmisión en 115 kV, 1C-795 ACSR-PT, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV, 2 alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **169.968 millones de pesos de 2019** (8.823 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Villa Ángel Flores Banco 1** es la alternativa que presenta mejores índices de rentabilidad económicos 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 **1.38**, un Valor

Presente Neto (VPN) de **536.609 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **39.61**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.26**, un VPN de **419.126 millones de pesos** y una TIR de **26.15 %**.

Cuadro 9.8.11.1. Obras de transmisión del proyecto 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 Culiacán Poniente – La Higuera	115	2	13.0	mar-24	mar-24	Noroeste
Total			**13.0**			

Cuadro 9.8.11.2. Obras de transformación del proyecto Villa Ángel Flores Banco 1

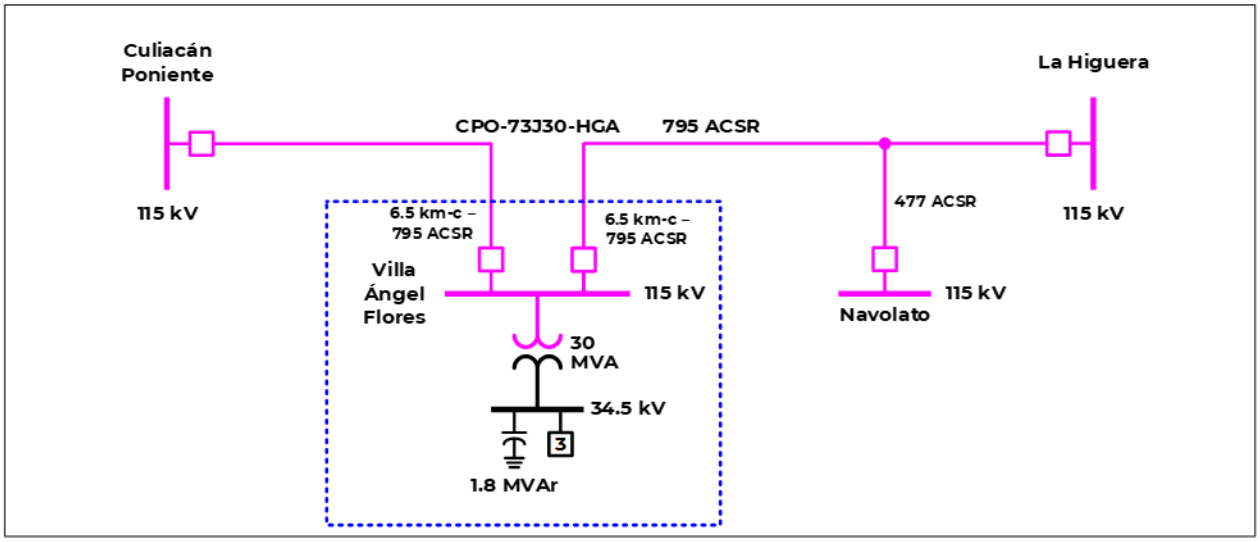
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	mar-24	mar-24	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.11.3. Obras de compensación del proyecto Villa Ángel Flores Banco 1

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-24	Noroeste
Total			**1.8**			

Figura 9.8.11.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Villa Ángel Flores Banco 1



D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica al norte de la Ciudad de Hermosillo, capital del estado de Sonora, se abastece a través de la SE Colinas en 115 kV con una capacidad instalada de 80 MVA por medio de dos bancos de transformación de 40 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV, y de la SE Tecnológico Hermosillo con un banco de transformación de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, en total, ambas Subestaciones Eléctricas tienen una capacidad de 110 MVA (104.5 MW).

La demanda en el área de influencia que abastecen dichas Subestaciones Eléctricas en 2019 fue de 84.9 MW,

equivalente al 81.3 % de la capacidad nominal. En los últimos años, dicha zona ha adquirido una importancia sobresaliente para los desarrolladores inmobiliarios, propiciada por la necesidad de vivienda que requiere la población y por la propia plusvalía de los terrenos, aunado a la construcción centros comerciales de pequeña y mediana escala por lo que se presenta un crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica.

Problemática que resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo fraccionamientos y zonas comerciales en los alrededores de las Subestaciones Eléctricas Colinas y Tecnológico Hermosillo, estos desarrollos impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de la infraestructura eléctrica de la zona.
Con base en el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2020-2040, se estima que en 2024 se tenga una demanda de 104.7 MW lo que implicaría que se rebasará la capacidad de transformación instalada en el área de influencia del proyecto.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **60.555 millones de pesos de 2019** (3.143 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 8 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán a la zona de influencia.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de Distribución al norte de la Ciudad de Hermosillo tanto en estado estable como en contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución se analizó la construcción de una nueva SE llamada Cañadas en 115 kV con las siguientes características:

Un nuevo transformador de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, Línea de Transmisión Cañadas entronque Hermosillo Siete – tecnológico Hermosillo, en 115 kV, dos circuitos, 0.4 km, conductor subterráneo de 2000-CU-XLP, además un banco de capacitores de 2.4 MVAr en

13.8 kV, 2 alimentadores en 115 kV y 8 alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **111.170 millones de pesos de 2019** (5.771 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Tecnológico Hermosillo Banco 2** presenta mejores índices de rentabilidad económicos 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 **544.100 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **50.02 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.35**, un VPN de **427.913 millones de pesos** y una TIR de **33.08 %**.

Cuadro 9.8.12.1. Obras de transformación del proyecto Tecnológico Hermosillo Banco 2

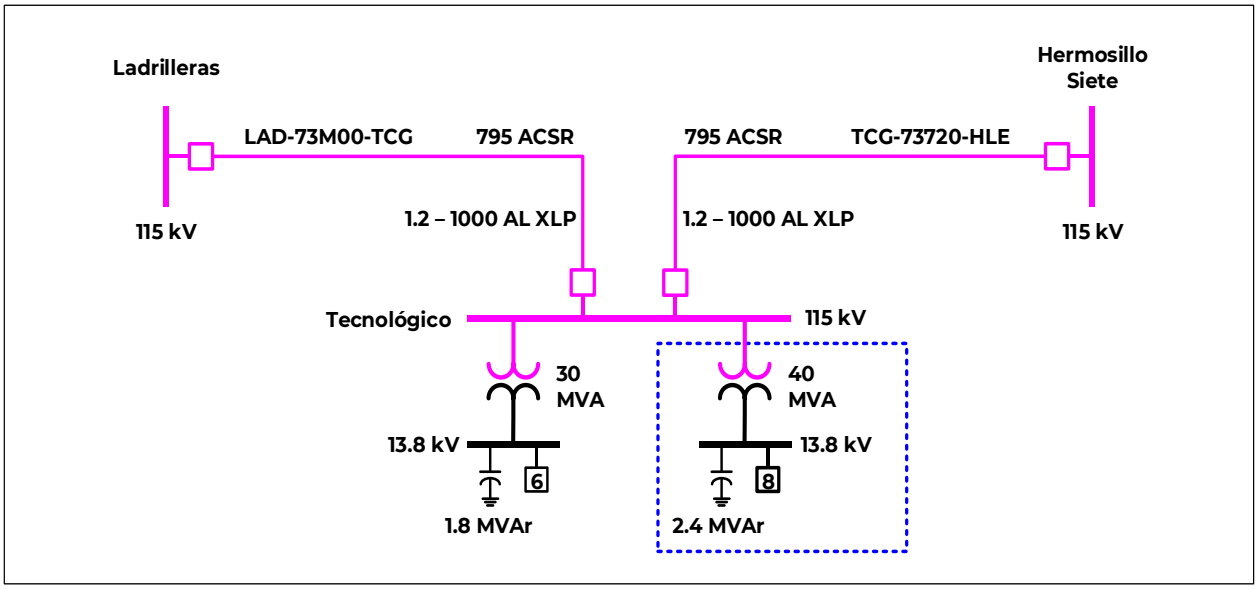
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecnológico Hermosillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.12.2. Obras de compensación del proyecto Tecnológico Hermosillo Banco 2

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**			

Figura 9.8.12.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tecnológico Hermosillo Banco 2



D20-NO3 La Primavera Banco 1

Diagnóstico

Con base al estudio del análisis del Desarrollo del Mercado Eléctrico del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) de la zona Culiacán y dado el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros al sur de la ciudad de Culiacán, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer a esta área.

La zona sur de la ciudad de Culiacán (área de influencia) es abastecida de energía eléctrica a través de la SE Culiacán Cinco que cuenta con dos transformadores, uno de 30 MVA y el otro de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV para un total de 70 MVA y la SE Culiacán Libramiento con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. En conjunto presentan una capacidad instalada de 104.5 MW.

En los últimos años, en el área de influencia, han proliferado desarrollos fraccionarios residenciales y de interés social, así como comercios de pequeña y mediana escala, en el 2019 se presentó una demanda de 99 MW equivalente al 95% de la capacidad de las Subestaciones mencionadas, por lo que se estima la saturación de la capacidad de transformación en el área de influencia en el mediano plazo.

Problemática que resolver

En base al Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2020-2040, se estima para el área de influencia del proyecto una demanda de 110.7 MW para el año 2024 2040, lo que implicaría una cargabilidad en los bancos de transformación de 106%, por tal razón, los incrementos de carga provocaran la saturación de los elementos que conforman el SED que a su vez limitará la atención de la demanda incremental limitando el suministro y desarrollo en la parte sur de la ciudad de Culiacán.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **86.654 millones de pesos de 2019** (4.498 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 0.4 km de Línea de Transmisión aérea, con calibre 900 ACSR en 115 kV, doble circuito, con capacidad de transmisión de 193 MW en operación, con el objeto de no limitar la capacidad de transmisión del enlace aéreo en 115 kV que apertura.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 40 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 8 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de 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 en la zona sur de la ciudad de Culiacán en condiciones de estado estable y ante contingencias sencillas.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el 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 la capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una alternativa alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación de la SE Culiacán Libramiento en 115 kV con las siguientes características: un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, recalibración de un tramo subterráneo de 2.07 km de longitud, doble circuito para la LT Culiacán Dos – Culiacán Libramiento y LT Culiacán Libramiento – Culiacán Cinco en 115 kV, además de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV. Adicionalmente, requiere un alimentador en 115 kV para cerrar el anillo y 8 alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **197.256 millones de pesos de 2019** (10.239 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).
Sin embargo, **La Primavera Banco 1** es la mejor opción que presenta mejores índices de rentabilidad económicos 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 **1.41**, un Valor Presente Neto (VPN) de **712.728 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **56.16 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.27**, un VPN de **556.123 millones de pesos** y una TIR de **28.37 %**.

Cuadro 9.8.13.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Noroeste
Total			**0.8**			

Cuadro 9.8.13.2. Obras de transformación del proyecto La Primavera Banco 1

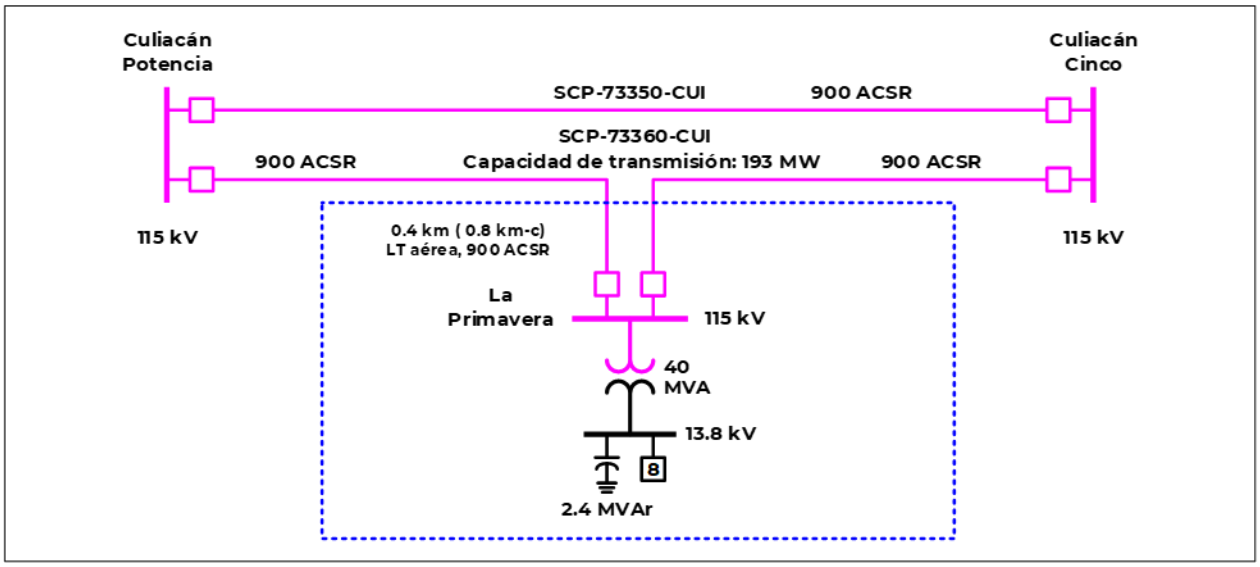
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Primavera Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	may-24	may-24	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.13.3. Obras de compensación del proyecto La Primavera Banco 1

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-24	Noroeste
Total			**2.4**			

Figura 9.8.13.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto La Primavera Banco 1



D20-NO4 Oriente Banco 2

Diagnóstico

La parte norte de la ciudad de Puerto Peñasco (área de influencia) es alimentada por la SE Oriente en 115 kV, cuenta con un banco de transformación de 30 MVA (28.5 MW) de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, para algunos servicios en particular, como sistemas de bombeo de agua a través de pozos, se tiene un banco de transformación elevador en media tensión de 2.5 MVA y relación de transformación 13.8/34.5 kV.

La SE Oriente tuvo una demanda de 28.4 MW en 2019, equivalente al 99.6 % de su capacidad de transformación. El crecimiento turístico, comercial y habitacional en la zona continúa incrementándose al paso de los años motivado por diversos desarrollos turísticos sobre la costa del Mar de Cortes.

Problemática que resolver

Debido al rápido crecimiento de los desarrollos ya mencionados, se prevé una saturación de la infraestructura eléctrica ya existente en el área de influencia a mediano plazo.

Adicionalmente, con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2020-2040, en el área de influencia de la SE Oriente, se pronostica que en 2024 se tenga una demanda de 28.5 MW a pesar de que se han realizado optimizaciones en la red de media tensión durante 2019, la cargabilidad en el banco en 2024 es del 100%, por lo que se requerirá la ampliación de la capacidad de transformación de la SE Oriente.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **45.456 millones de pesos de 2019** (2.360 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 4 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán a la zona de influencia.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la parte norte de Puerto Peñasco, en estado estable y ante contingencia sencilla.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como otra alternativa se consideró un segundo banco de transformación en la SE La Choya en 115 kV con las siguientes características: Un transformador de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV y 4 alimentadores en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **50.861 millones de pesos de 2019** (2.640 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Oriente Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.24**, un Valor Presente Neto (VPN) de **78.773 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **20.09 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.21**, un VPN de **79.197 millones de pesos** y una TIR de **18.92 %**.

Cuadro 9.8.14.1. Obras de transformación del proyecto Oriente Banco 2

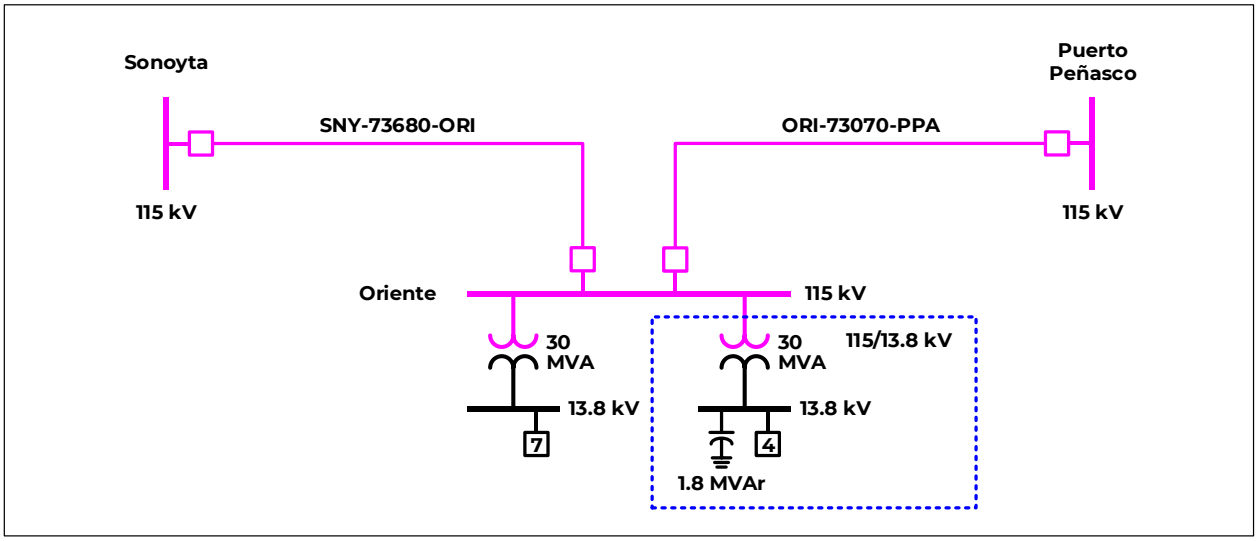
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.14.2. Obras de compensación del proyecto Oriente Banco 2

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**			

Figura 9.8.14.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Oriente Banco 2



Gerencia de Control Regional Noreste

D20-NE1 Museo Banco 2

Diagnóstico

La SE Museo se encuentra localizada en la zona de San Luis Potosí perteneciente a la Gerencia de Control Noreste y atiende eléctricamente al área urbana de ciudad Valles. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Museo tuvo una carga de 21.7 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales, por lo cual se ha tenido que transferir circuitos y demandas a través de otras Subestaciones Eléctricas para descargar el banco. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera que vuelva a presentar valores de hasta 18.7 MW, que representan una cargabilidad muy cercana al 100% de su capacidad nominal.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Museo, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica en los circuitos que se han utilizado para dar respaldo a la SE Museo.

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 instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la red de media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **53.159 millones de pesos de 2019** (2.759 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Museo con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.2 MVAr.

Se considera dentro del proyecto los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la adecuación de la caseta actual, así como las obras civiles necesarias. También se contemplan cuatro alimentadores y circuitos en 13.8 kV para atender la zona de influencia del proyecto.

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 completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual

forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación.

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 San Luis Potosí, se revisó una opción alterna que consiste en la instalación de un nuevo banco de 20 MVA en la subestación Providencia con 4 alimentadores y circuitos en media tensión, su alcance contempla la instalación de un capacitor de 1.2 MVAr de capacidad. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **89.771 millones de pesos de 2019** (4.660 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Museo 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 **1.40**, un Valor Presente Neto (VPN) de **143.662 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **23.35 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.25**, un VPN de **90.140 millones de pesos** y una TIR de **16.94 %**.

Cuadro 9.8.15.1. Obras de transmisión del proyecto Museo Banco 2

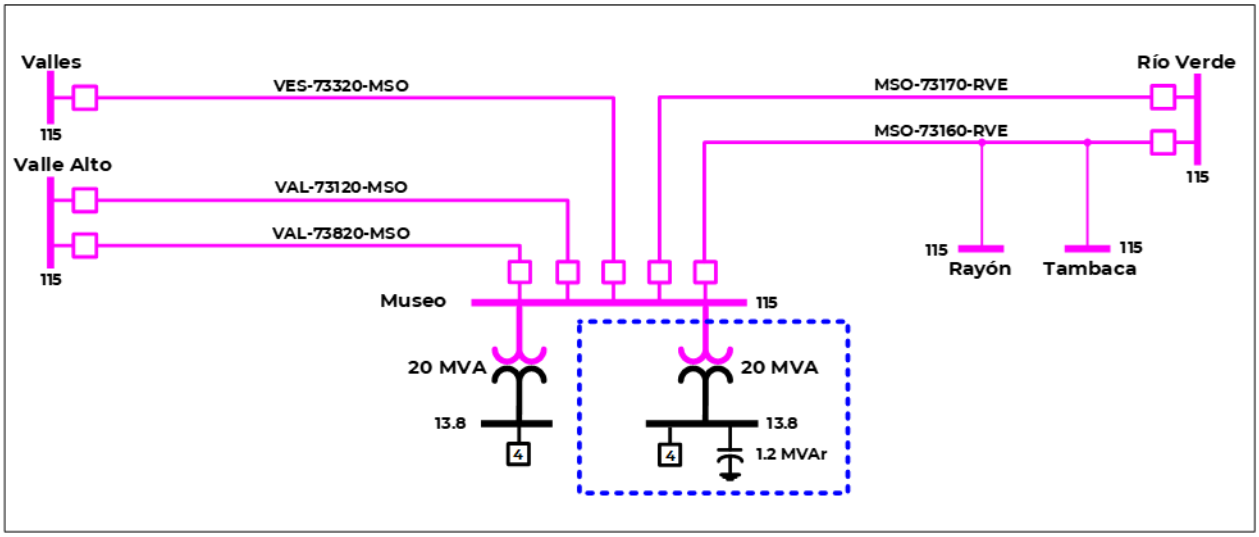
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.15.2. Obras de compensación del proyecto Museo Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-23	Noreste
Total			**1.2**			

Figura 9.8.15.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Museo Banco 2



D20-NE2 Zacualtipán Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para los municipios de Zacualtipán, Tianguistengo y Metztitlán en el Estado de Hidalgo son alimentadas por el banco de transformación 115/23 kV de la SE Molango, para el cual se tiene pronosticada una demanda máxima para el año 2024 de 19 MW, que representa una cargabilidad del 100% de su capacidad actualmente instalada (20MVA).

Problemática que resolver

Los problemas de saturación que presentará la SE Molango de acuerdo con el pronóstico del año 2024, cuando la demanda máxima de dicha subestación alcance el 100% de su capacidad nominal, repercutirán en que no se podrán atender las necesidades de demanda de energía eléctrica ya que esta región de Estado de Hidalgo está presentando crecimiento tanto habitacional, comercial e industrial.

Adicionalmente, y como consecuencia de la saturación de los circuitos de media tensión que alimentan esta área, las posibilidades de realizar transferencias de carga durante contingencias son prácticamente nulas, afectando sensiblemente la Confiabilidad de esta región.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **198.493 millones de pesos de 2019** (10.304 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 18.1 km de línea de subtransmisión en 115 kV.
- Transformación: Un nuevo banco de 20 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/23 kV.

- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 23 kV de 1.2 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en 23 kV, así como circuitos en media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán a la zona de influencia.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en los municipios de Zacualtipán, Tianguistengo y Metztitlán en el estado de Hidalgo, con obra la construcción de la SE Zacualtipán y la línea de subtransmisión se podrá atender sin ningún problema el crecimiento que se presenta en la región tanto habitacional, comercial e industrial, mejorando sustancialmente la calidad de energía en los servicios.

Alternativas analizadas

Como segunda opción de solución técnica se propone la construcción de una nueva SE denominada: Alumbres, en 85 kV y que contaría con un banco de 20 MVA 85/23 kV, así como la construcción de circuitos de media tensión hasta la zona de influencia de Zacualtipán. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **254.825 millones de pesos de 2019** (13.228 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).
Sin embargo, la construcción de la SE **Zacualtipán Banco 1** se considera el mejor proyecto económicamente viable 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, una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.23**, un Valor Presente Neto (VPN) de **154.180 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **15.85 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.14**, un VPN de **100.671 millones de pesos** y una TIR de **13.83 %**.

Cuadro 9.8.16.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Noreste
Total			**18.1**			

Cuadro 9.8.16.2. Obras de transformación del proyecto Zacualtipán Banco 1

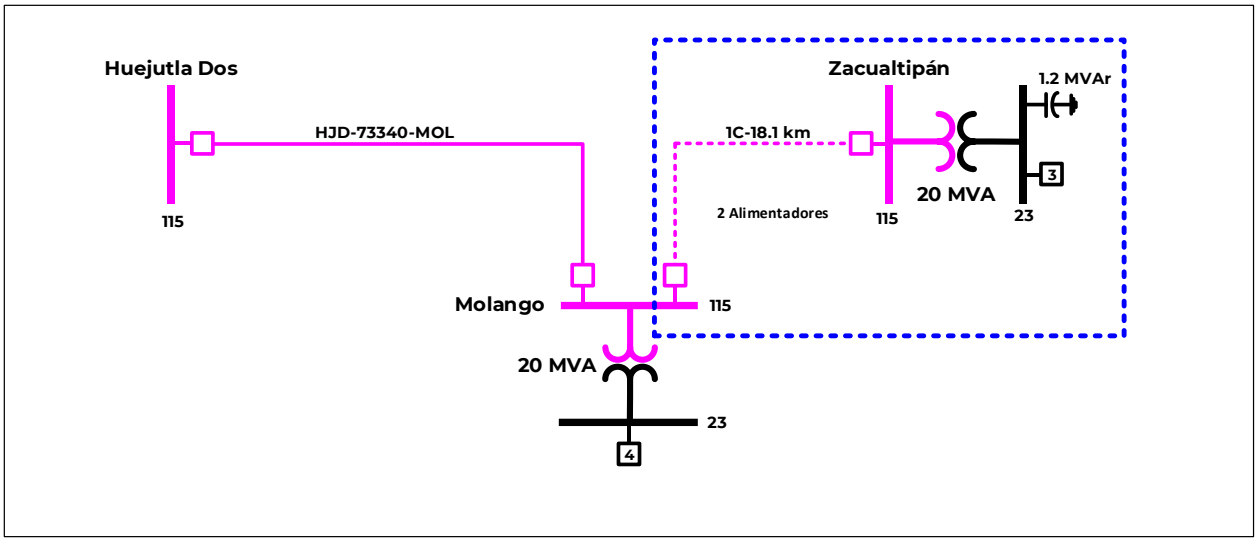
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.16.3. Obras de compensación del proyecto Zacualtipán Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**1.2**			

Figura 9.8.16.1. Diagrama unifilar simplificado del Zacualtipán Banco 1



Gerencia de Control Regional Peninsular

D20-PE1 Keeh Banco 1

Diagnóstico

Las Subestaciones Eléctricas Bonfil y Canek se encuentran localizadas en la zona de distribución Cancún perteneciente a la Gerencia de Control Peninsular y atienden eléctricamente a la parte sur de la ciudad de Cancún, Quintana Roo. Actualmente, la SE Bonfil cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, y relación de transformación 115/13.8 kV. Se espera que para 2020 entre en operación Bonfil Banco 2 mediante recursos por aportaciones de la División de Distribución Peninsular. La SE Canek cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE Bonfil tiene una carga de 25.9 MW, mientras los bancos de la SE Canek tienen una carga de 24.5 MW y 34.1 MW, respectivamente, cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2024 se espera una carga de 31.3 MW y 30.1 MW, para los dos bancos en la SE Bonfil, lo que representa un 109.8 % y 105.6 % de la capacidad del banco, respectivamente. Para los bancos en la SE Canek se espera una carga de 27.1 MW y 36.4 MW, lo que representa un 95.1 % y 95.8 % de la capacidad del banco, respectivamente.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Bonfil.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones esperadas contar en 2024. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Bonfil y la operación cercana a su capacidad nominal de la SE Canek.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **105.557 millones de pesos de 2019** (5.480 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transmisión: Construcción de 3.1 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE 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 en 13.8 kV de 1.8 MVAr.

El proyecto contempla 2 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 Subestación Eléctrica.

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 las Subestaciones Eléctricas, 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.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto "P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)" que atiende el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en dichas zonas, del Tren Maya en la Zona Cancún y la Estabilidad de Voltaje de la región.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Cancún, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Tuunich, 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 **111.295 millones de pesos de 2019** (5.777 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Keeh 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 **1.76**, un Valor Presente Neto (VPN) de **1,584.314 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **75.39 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.75**, un VPN de **1,576.430 millones de pesos** y una TIR de **73.49 %**.

Cuadro 9.8.17.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Peninsular
Total			**6.2**			

Cuadro 9.8.17.2. Obras de transformación del proyecto Keeh Banco 1

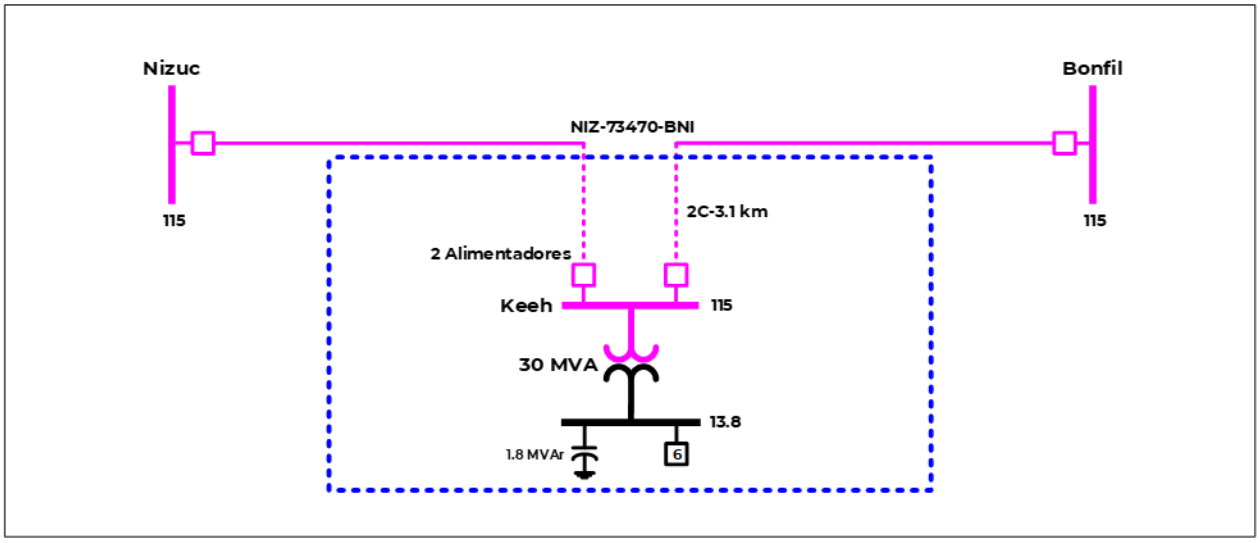
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.17.3. Obras de compensación del proyecto Keeh Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**1.8**			

Figura 9.8.17.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Keeh Banco 1



D20-PE2 Kohunlich Banco 2

Diagnóstico

La SE Kohunlich se encuentra localizada en la zona de distribución Cancún perteneciente a la Gerencia de Control Peninsular y atiende eléctricamente a la parte poniente de la ciudad de Cancún, Quintana Roo. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, y relación de transformación 115/13.8 kV. También, en la SE Yaxché se tienen dos bancos de transformación de las mismas características; en donde uno de ellos atiende el área de influencia de Kohunlich.

Los bancos de las Subestaciones Eléctricas Kohunlich y Yaxché tienen una carga de 29.4 MW y 26.6 MW, respectivamente, cuyo perfil se compone por cargas industriales, residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2024 se espera una carga de 33.4 MW y 33.5 MW lo que representa un 117.2 % y 117.5 % de las capacidades de los bancos, respectivamente.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de las Subestaciones Eléctricas Kohunlich y Yaxché, así como

el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica y la imposibilidad de respaldar la carga del poblado de Leona Vicario con los circuitos de distribución existentes.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de algunos de los circuitos se agravarán aún más y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la red de media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de 42.100 millones de pesos de 2019 (2.185 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Kohunlich con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAr.

El proyecto contempla 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas 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 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, 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.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto “P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)” que atiende el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en la zona Cancún, del Tren Maya en la Zona Cancún y mejora la Estabilidad de Voltaje de la región, ante contingencia, en el corredor Canek – Kohunlich – Popolnáh – Tizimín en 115 kV.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Cancún, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Captación, 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 **85.667 millones de pesos de 2019** (4.447 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Kohunlich 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 **1.77**, un Valor Presente Neto (VPN) de **1,358.711 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **147.83 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.72**, un VPN de **1,168.734 millones de pesos** y una TIR de **77.63 %**.

Cuadro 9.8.18.1. Obras de transformación del proyecto Kohunlich Banco 2

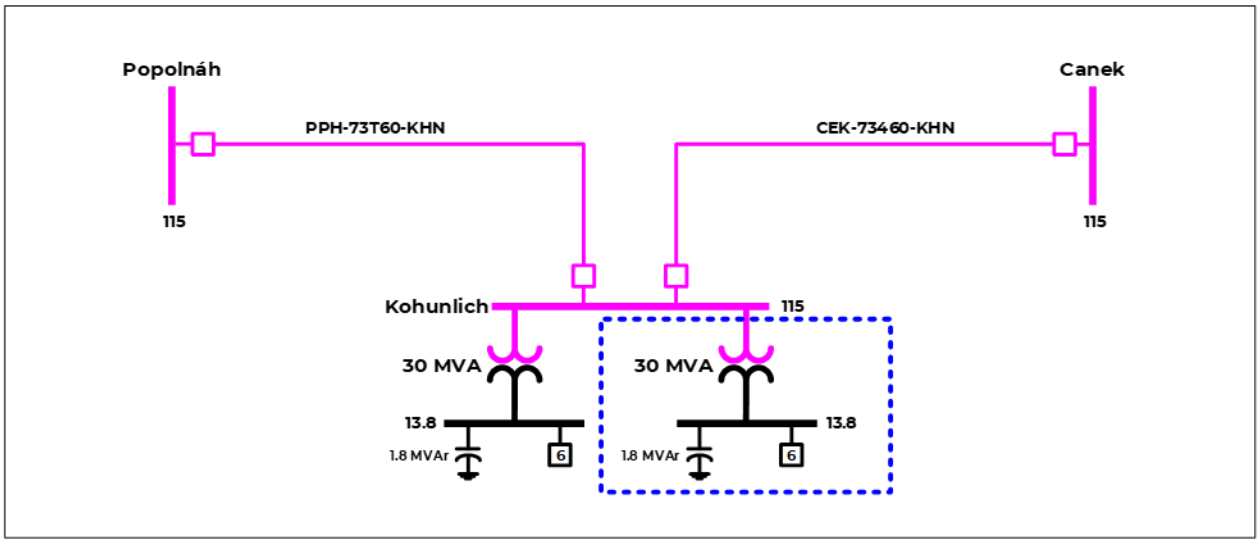
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kohunlich Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.18.2. Obras de compensación del proyecto Kohunlich Banco 2

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**			

Figura 9.8.18.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Kohunlich Banco 2



D20-PE3 Tekax II Banco 2

Diagnóstico

La SE Tekax II se encuentra localizada en la zona de distribución Ticul perteneciente a la Gerencia de Control Peninsular y atiende eléctricamente a la población de Tekax, Yucatán, así como poblaciones aledañas. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, y relación de transformación 115/34.5 kV. Adicionalmente, la SE Tekax I cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y relación de transformación 34.5/13.8 kV.

Los bancos de las Subestaciones Eléctricas Tekax II y Tekax I tienen una carga de 23.3 MW y 7.8 MW, respectivamente, cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 29.2 MW y 9.0 MW lo que representa un 102.5 % y 100.5 % de la capacidad de los bancos de Tekax II y Tekax I, respectivamente.

Dada la topología actual de la red de media tensión no hay forma de optimizar la carga pronosticada con la infraestructura 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 de la SE Tekax II, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica y la imposibilidad de respaldar la carga del poblado de Tekax con los circuitos de distribución existentes ante la saturación de la SE Tekax I.

Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la red de media tensión.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **28.226 millones de pesos de 2019** (1.465 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Tekax II con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.2 MVAr.

El proyecto contempla 4 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas 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 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, 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.

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.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto "P20-PE2 Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV" debido a la problemática de Estabilidad de Voltaje, ante contingencia, del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV esperada en 2025.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Ticul, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación de la SE Tekax I, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **73.590 millones de pesos de 2019** (3.820 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Tekax II 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 **1.72**, un Valor Presente Neto (VPN) de **623.809 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **70.33 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.62**, un VPN de **515.184 millones de pesos** y una TIR de **39.24 %**.

Cuadro 9.8.19.1. Obras de transformación del proyecto Tekax II Banco 2

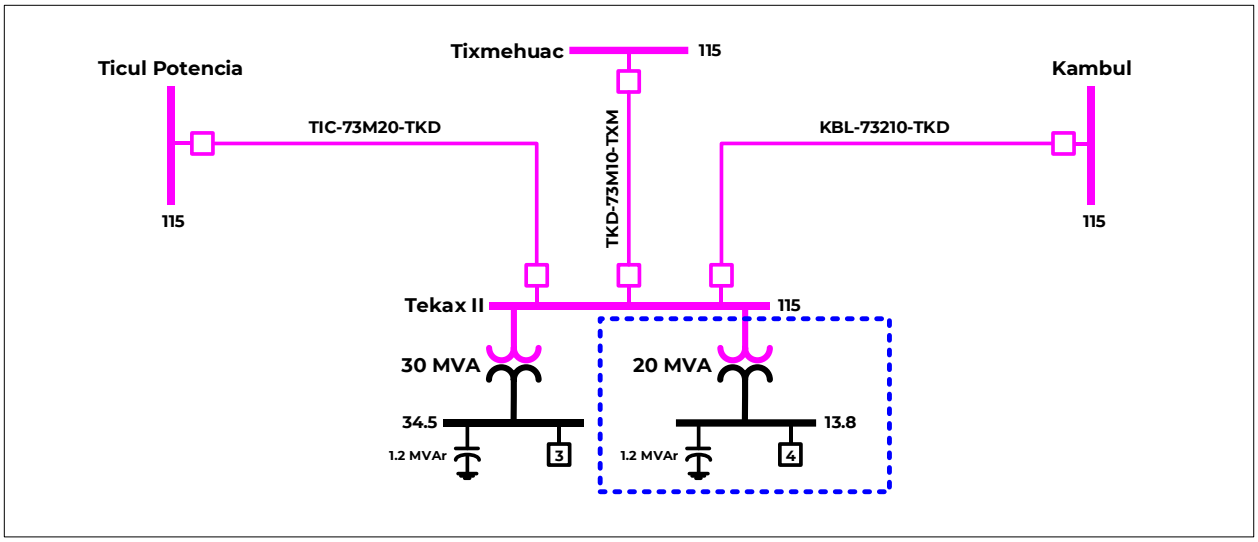
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tekax II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.19.2. Obras de compensación del proyecto Tekax II Banco 2

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-25	Peninsular
Total			**1.2**			

Figura 9.8.19.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tekax II Banco 2



Gerencia de Control Regional Baja California

D20-BC1 Toreo Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica del centro y noreste de la ciudad de Tijuana, zonas que presentan la mayor densidad de crecimiento urbano, se realiza con la SE Universidad en 69 kV con una capacidad instalada de 60 MVA y 10 alimentadores de media tensión para la red en 13.8 kV. También, se realizan transferencias de carga a la SE Hipódromo para mantener optimizada la red de media tensión. La SE Universidad abasteció una demanda de 43.4 MW en 2019.

Con el objetivo de evitar la saturación de la SE Universidad, las subestaciones aledañas han tomado carga de esta Subestación Eléctrica por lo que han ampliado y reconfigurado su área de influencia. Aún con lo anterior, se espera la saturación de la SE Universidad para el año 2024.

Problemática que resolver

Considerando el crecimiento del área de influencia de la SE Universidad en 69 kV, con base en el documento de pronóstico por subestaciones (PDS) 2020-2040, para el año 2024 la SE Universidad tendrá una demanda de 59.6 MW, lo que representaría una operación al 104% de su capacidad total e implicaría un incremento de pérdidas en la red de media tensión, se tendría una incapacidad de realizar transferencias de carga en condiciones de emergencia entre Subestaciones Eléctricas colindantes como es la SE Hipódromo, además de disminuir la calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **155.088 millones de pesos de 2019** (8.051 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 0.7 km de Línea de Transmisión, doble circuito, 1000 kcmil-AL-XLP aislada en 115 kV, operada inicialmente en 69 kV. La capacidad del cable de potencia subterráneo ya en operación no será menor que la capacidad de transmisión de la línea que entronca.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con tecnología SF6 y relación de transformación de 115/69/13.8 kV, que operará inicialmente en 69/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores SF6 en 69 kV (aislados a 115 kV) y 5 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión 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 el centro y noreste de la ciudad de Tijuana, se acorta la longitud de los circuitos en media tensión y se redefinen las áreas de influencia de cada Subestación Eléctrica involucrada, además se podrá abastecer la demanda incremental de los desarrollos habitacionales y centros comerciales del área.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución se analizó la construcción de la SE Calete con las siguientes características: Un transformador de 30 MVA y relación de transformación 115/69/13.8 kV, Línea de Transmisión aislada en 115 kV-0.85km-2C-795 ACSR, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV, 2 alimentadores en 69 kV (aislados a 115 kV) y 5 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **174.693 millones de pesos de 2019** (9.069 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la construcción de la **SE Toreo Banco 1** es la opción de menor costo y se considera el proyecto viable técnico y económico que resuelve mejor la problemática a largo plazo.

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 **1.57**, un Valor Presente Neto (VPN) de **977.776 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **46.16 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.55**, un VPN de **944.587 millones de pesos** y una TIR de **38.9 %**.

Cuadro 9.8.20.1. Obras de transmisión del proyecto Toreo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Toreo entronque Guerrero – Río /12, 14	115	2	1.4	ago-24	ago-24	Baja California
Total			**1.4**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
14/ Operación inicial en 69 kV

Cuadro 9.8.20.2. Obras de transformación del proyecto Toreo Banco 1

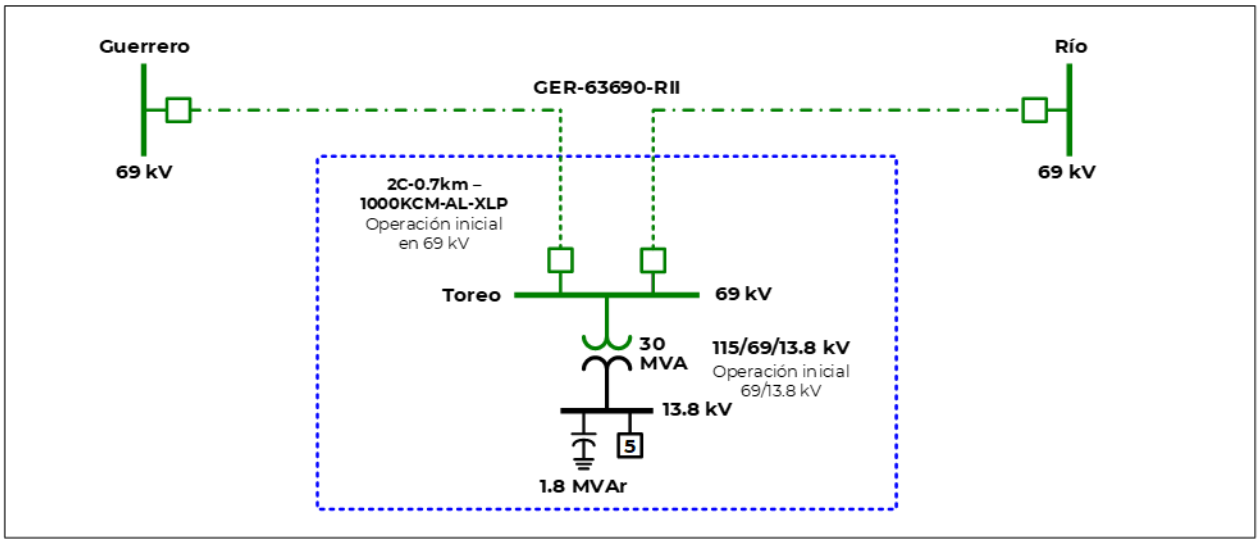
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Toreo Banco 1 (SF6) /28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago -24	ago -24	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV
SF6 Hexafluoruro de Azufre

Cuadro 9.8.20.3. Obras de compensación del proyecto Toreo Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Toreo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago -24	ago -24	Baja California
Total			**1.8**			

Figura 9.8.20.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Toreo Banco 1



D20-BC2 Durazno Banco 2

Diagnóstico

Al sureste de la ciudad de Tijuana se ha incrementado el desarrollo de áreas residenciales, comerciales y últimamente ha repuntado el sector industrial, principalmente empresas medianas. Para suministrar la energía eléctrica a esta parte de la ciudad, se cuenta con la SE Durazno en 69 kV con una capacidad instalada de 30 MVA y con 5 alimentadores de media tensión, satisfaciendo una demanda máxima de 28.4 MW en el año 2019.

Problemática que resolver

Con base en, el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2020-2040, se espera que para el año 2024 la demanda que abastece la SE Durazno sea de 29.4 MW, representando el 103% de la capacidad del banco de transformación, lo cual ocasionará problemáticas de abastecimiento en el suministro de energía eléctrica en el área de influencia al tener una operación con sobrecarga.

Adicionalmente, debido a la saturación en la infraestructura de media tensión que abastece al área de influencia, las posibilidades de realizar transferencias de carga durante contingencias son prácticamente nulas, afectando sensiblemente la Confiabilidad de esta región de la ciudad de Tijuana.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **69.922 millones de pesos de 2019** (3.63 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2024.

- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2024.

- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/69/13.8 kV, que operará inicialmente en 69/13.8 kV.

- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 5 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión 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 al sureste de la ciudad de Tijuana y se podrá abastecer la demanda incremental de los desarrollos residenciales, comerciales e industriales en el área de influencia.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución se analizó la construcción de una nueva SE denominada Venados en 69 kV con las siguientes características: Un Banco de transformación con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/69/13.8 kV, Línea de Transmisión 2.7km-2C-795 ACSR aislada en 115 kV, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV, 2 alimentadores en 69 kV (aislados a 115 kV) y 5 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **133.266 millones de pesos de 2019** (6.918 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Durazno 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 **391.943 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **33.73 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.40**, un VPN de **282.894 millones de pesos** y una TIR de **22.07 %**.

Cuadro 9.8.21.1. Obras de transformación del proyecto Durazno Banco 2

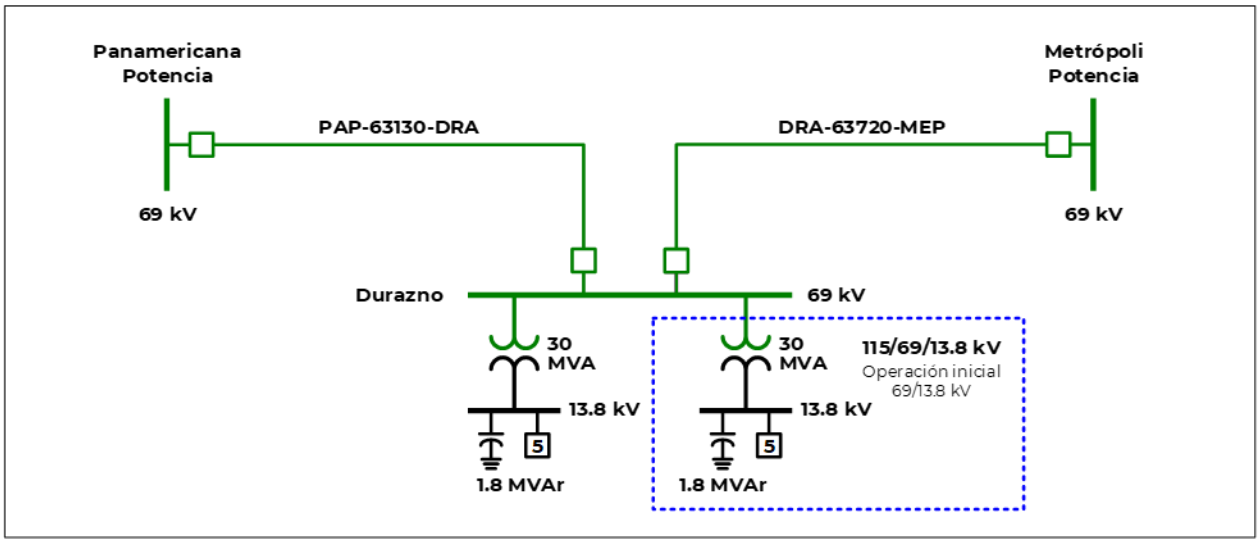
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Durazno Banco 2 /28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-24	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Cuadro 9.8.21.2. Obras de compensación del proyecto Durazno Banco 2

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**			

Figura 9.8.21.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Durazno Banco 2



D20-BC3 Alamar Banco 1

Diagnóstico

El noreste de la ciudad de Tijuana cuenta con una zona industrial, la cual está conformada por parques industriales denominados Ciudad industrial Otay y Alamar, con servicios industriales en media tensión. Para abastecer el suministro de maquiladoras y fabricas dentro del área industrial mencionada se tienen la SE Industrial en 69 kV con una capacidad instalada de 60 MVA y 10 alimentadores en media tensión y la SE Tijuana I en 69 kV con una capacidad de 40 MVA y 6 alimentadores en media tensión.

La demanda coincidente registrada en 2019 en la SE Industrial fue 47 MW mientras que en la SE Tijuana I fue 34.8 MW.

Problemática que resolver

Debido al incremento de demanda eléctrica estimada en el área de influencia se espera que para el año 2024 la SE Industrial tendrá una carga de 58.9 MW mientras que la SE Tijuana I tendrá 38.1 MW. Estos valores representan cargabilidades en los bancos de transformación de 103% y 102%, respectivamente con base en sus capacidades nominales. Al sobrecargar los transformadores, se saturan los elementos de la red eléctrica en media tensión, se incrementan las pérdidas eléctricas, no es posible realizar transferencias de carga en condiciones de emergencia y se disminuye la calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **120.832 millones de pesos de 2019** (6.273 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 0.4 km de Línea de Transmisión, doble circuito, 795-ACSR, aislada en 115 kV, operada inicialmente en 69 kV.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/69/13.8 kV y con operación inicial en 69/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 69 kV (aislados a 115 kV) y 5 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán el área de influencia.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación de la SE Alamar se podrá mantener el suministro de energía eléctrica para la zona industrial del noreste de la ciudad de Tijuana.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución, se analizó la construcción de una nueva SE llamada Bellas Artes con las siguientes características: Un banco de transformación con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/69/13.8 kV, Línea de Transmisión aislada a 115 kV 0.4 km-2C-795 ACSR, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV, 2 alimentadores en 69 kV (aislados a 115 kV) y 5 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **125.865 millones de pesos de 2019** (6.534 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, el proyecto **Alamar Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo ya que tiene un Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno mayores y también presenta un 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 **1,040.687 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **49.54 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.60**, un VPN de **1,029.865 millones de pesos** y una TIR de **48.33 %**.

Cuadro 9.8.22.1. Obras de transmisión del proyecto 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 I /14	115	2	0.8	ago-24	ago-24	Baja California
Total			0.8			

14/ Operación inicial en 69 kV

Cuadro 9.8.22.2. Obras de transformación del proyecto Alamar Banco 1

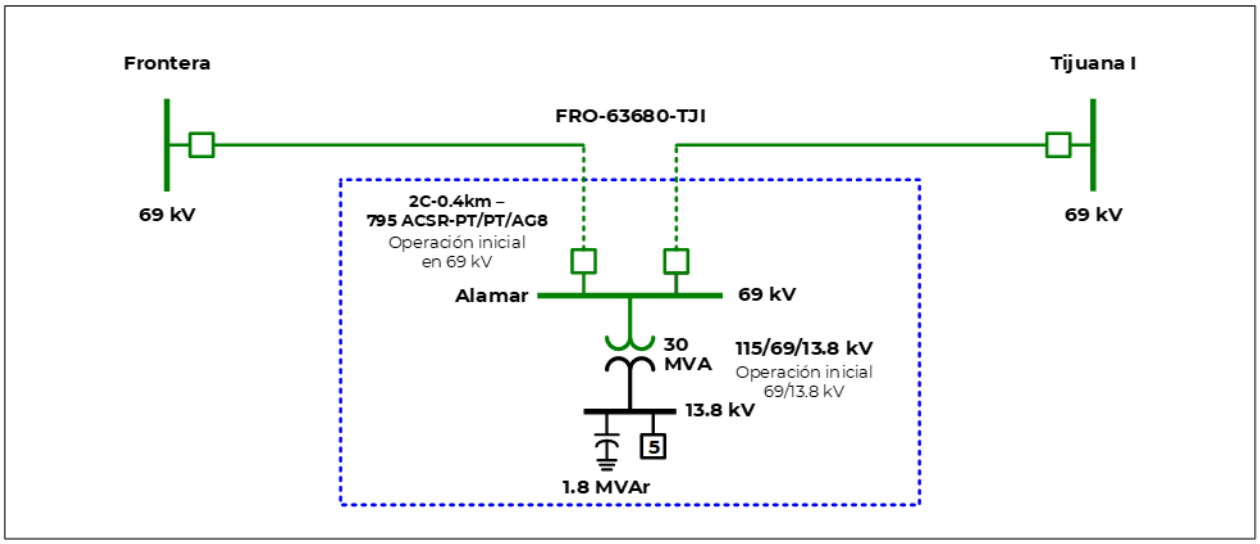
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alamar Banco 1 /28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-24	Baja California
Total			30.0				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Cuadro 9.8.22.3. Obras de compensación del proyecto Alamar Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alamar MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	ago-24	Baja California
Total			1.8			

Figura 9.8.22.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Alamar Banco 1



D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Diagnóstico

El área oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California, ha registrado mayor crecimiento que el resto de la zona urbana de la ciudad en la última década. El sector industrial y residencial ha tenido un constante avance, lo cual, repercute en el incremento de la demanda eléctrica en esta región.

El suministro de energía eléctrica en dicha área es abastecido a través de las Subestaciones Eléctricas (SE) Cetys, Mexicali Oriente y Tecnológico, en 161 kV, con una capacidad total instalada de 190 MVA en los bancos de transformación con relación de transformación 161/34.5 kV. En 2019 se presentó una demanda máxima de 161.8 MW en el área que cubren las Subestaciones Eléctricas descritas, este valor representa una cargabilidad del 90% respecto a la capacidad de las Subestaciones

Eléctricas del área de influencia del proyecto.

Problemática que resolver

El área de influencia registra un alto desarrollo en los sectores inmobiliarios e industriales propiciado por la necesidad de vivienda que requiere la población y que resulta en un aumento en las solicitudes de nuevos servicios comerciales e industriales.

Considerando el crecimiento que se espera en el área de influencia en la que ha quedado inmersa la SE Mexicali Oriente. Con base en el documento Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2020-2040, para el año 2024, el área de influencia tendrá una demanda de 182.2 MW lo que implica que los bancos tendrían una cargabilidad del 101% de su capacidad instalada. Esta situación repercute en la red de media tensión al no tener la capacidad de realizar transferencias de carga en condiciones de emergencia, además de disminuir la calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **70.549 millones de pesos de 2019** (3.662 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2024.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 50 MVA de capacidad con una relación de transformación de 161/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 3.0 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 4 alimentadores en 34.5 kV para la construcción de nuevas líneas de 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 nuevo banco de transformación en la SE Mexicali Oriente se podrá mantener el suministro de energía eléctrica al noreste de la ciudad de Mexicali.
Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Para una segunda alternativa se analizó ampliar la capacidad de la SE Carranza en 161 kV con las siguientes características: Un banco de transformación de 50 MVA y relación de transformación 161/34.5 kV, un banco de capacitores de 3 MVAr en 34.5 kV, 4 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **68.902 millones de pesos de 2019** (3.577 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 que consiste en el proyecto **Mexicali Oriente Banco 4** presenta un mejor comportamiento eléctrico y se resuelve

la problemática, aunque presenta una mayor inversión instantánea, resulta con la misma relación beneficio/costo que la Alternativa 2 y presenta menores pérdidas eléctricas, así como una mayor Tasa Interna de Retorno con respecto a la Alternativa 2. Por tanto, la Alternativa 1 es la opción de menor costo a largo plazo.

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 **1.68**, un Valor Presente Neto (VPN) de **1,371.999 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **71.10 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.68**, un VPN de **1,353.798 millones de pesos** y una TIR de **70.57 %**.

Cuadro 9.8.23.1. Obras de transformación del proyecto Mexicali Oriente Banco 4

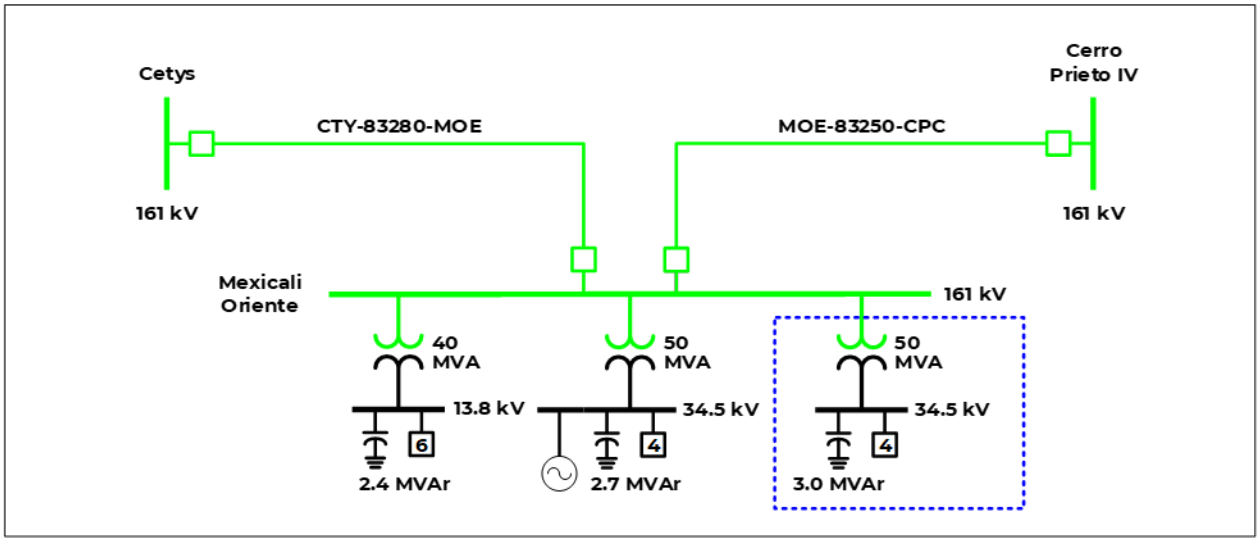
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente Banco 4	1	T	50.0	161/34.5	may-24	may-24	Baja California
Total			**50.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.23.2. Obras de compensación del proyecto Mexicali Oriente Banco 4

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**			

Figura 9.8.23.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Mexicali Oriente Banco 4



D20-BC5 Panamericana Banco 2

Diagnóstico

El área suroeste de la ciudad de Tijuana, Baja California, ha registrado un auge considerable en el crecimiento de zonas residenciales, industriales y comerciales motivado por la saturación del área central de la ciudad de Tijuana.

Para suministrar la demanda de energía eléctrica en el área de influencia se cuenta con la SE Panamericana en 115 kV con una capacidad instalada de 30 MVA (28.5 MW). En el área de influencia se registró una demanda máxima de 26.2 MW en 2019, es decir, se tuvo una cargabilidad en el banco de transformación del 92 % con respecto a su capacidad nominal.

Por lo anterior, se estima que no será posible atender el suministro de la demanda eléctrica requerida en el mediano plazo, por lo que se requiere ampliar la capacidad de transformación que permitirá atender desarrollo en esta región.

Problemática que resolver

Debido al continuo desarrollo del área de influencia, en la ciudad de Tijuana, se espera que la demanda eléctrica que abastece la SE Panamericana sea de 29.2 MW en 2025, lo que representa que estaría operando con una sobrecarga de 102% con respecto a su capacidad nominal, ocasionando que la infraestructura eléctrica en media tensión presente sobrecargas y en casos de emergencia no sea posible realizar acciones como transferencias de carga, además de disminuir la calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **31.543 millones de pesos de 2019** (1.637 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2025.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 3 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán a la zona de influencia.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del nuevo banco de transformación en la SE Panamericana se contará con infraestructura en el centro de la carga con mayor densidad de crecimiento urbano de la ciudad de Tijuana, asimismo, se acorta la longitud de los circuitos de media tensión existentes, por lo que se reducirán las pérdidas de energía y mejorará la regulación de voltaje en los puntos de entrega de los usuarios involucrados, además se tendrá la capacidad suficiente para atender la demanda esperada para esta región.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución se analizó la construcción de una nueva SE denominada Cuesta Blanca en 115 kV con las siguientes características: Un banco de transformación con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, Línea de Transmisión 115kV-2C-0.45KM-795-ACSR-PT, un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **88.599 millones de pesos de 2019** (4.599 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Esta segunda opción representa un costo más elevado que la Alternativa 1, por lo cual, el proyecto **Panamericana Banco 2** se considera el proyecto viable técnico y económico que resuelve la problemática y de mayores beneficios para el sistema eléctrico.

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 **1.68**, un Valor Presente Neto (VPN) de **846.495 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **79.40 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.57**, un VPN de **681.862 millones de pesos** y una TIR de **36.67 %**.

Cuadro 9.8.24.1. Obras de transformación del proyecto Panamericana Banco 2

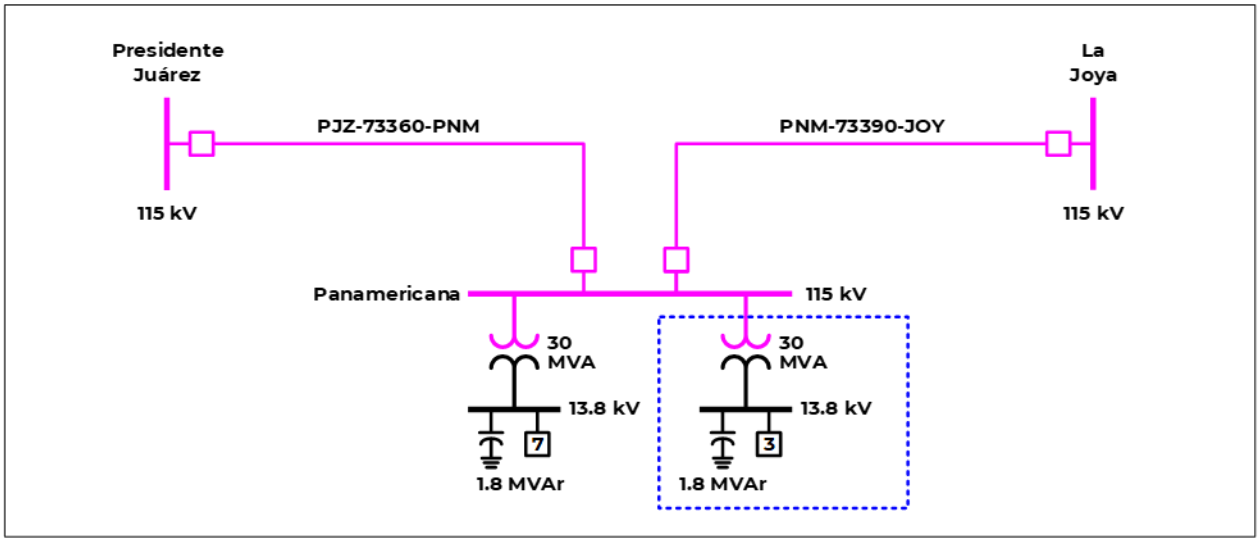
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-25	ago-25	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.24.2. Obras de compensación del proyecto Panamericana Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-25	ago-25	Baja California
Total			**1.8**			

Figura 9.8.24.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Panamericana Banco 2



D20-BC6 Paredones Potencia Banco 1

Diagnóstico

En la región norte del valle de la ciudad de Mexicali, Baja California, colindante con el río Colorado que separa el estado de Baja California con el de Sonora, se mantiene en continuo crecimiento, tanto en zonas semiurbanas como rurales. Estas zonas son suministradas de energía eléctrica a través de las siguientes SE de media tensión: Cuervos 20 MVA-34.5/13.8 kV-1/2 Alimentadores (A), Paredones 20 MVA-34.5/13.8 kV-1/4 A, Ockerson 14 MVA-34.5/13.8 kV-1/2 A, Hermosillo 20 MVA-34.5/13.8 kV- 1/3A y Algodones 9.375 MVA-34.5/13.8 kV-1/2 A; las cuales son alimentadas desde la SE Ruiz Cortines en 161 kV.

La SE Ruiz Cortines en 161 kV cuenta con 2 bancos de transformación, T10 Y T20, de 75 MVA (71.25 MW) de capacidad y relación de transformación 161/34.5 kV cada uno. El banco de transformación T10 suministra energía eléctrica a los clientes del norte y poniente del valle de Mexicali, mientras que el Transformador T20 suministra cargas de la ciudad de San Luis Río Colorado y al sur del Valle de Mexicali, es decir, toma carga de áreas de suministro eléctrico opuestas físicamente entre sí.

La demanda máxima registrada de 2019 en el transformador T10 fue de 70.1 MW lo cual equivale a una cargabilidad en el banco de transformación del 98 % de su capacidad nominal por lo que se prevé su saturación en los próximos años.

El Transformador T20 en 2019 registró una carga de 37 MW y en los últimos años se ha utilizado para transferir carga con la SE Chapultepec, la cual se encuentra saturada y comparten parte de su área de influencia natural.

Alrededor del área de influencia se han optimizado los circuitos en media tensión para mantener sin sobrecarga el T10, la situación continuará así hasta la entrada en operación de un proyecto que incremente la capacidad de transformación y transmisión en el área de influencia.

Adicionalmente, se tendrán sobrecargadas las Subestaciones Eléctricas en media tensión, así como no será posible desarrollar nueva

infraestructura en 34.5 kV ya que se encuentran saturadas las vialidades con circuitos eléctricos, lo que hace inviable seguir incorporando infraestructura de transformación y transmisión en media tensión para atender el suministro de energía eléctrica al área de influencia que se encuentra muy alejada del punto de suministro, en la SE Ruiz Cortines.

Problemática que resolver

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2020-2040, se espera que para el año 2024 el banco de transformación T10 de la SE Eléctrica Ruiz Cortines tenga una demanda de 72.6 MW con lo que operaría al 102% de su capacidad.

De igual manera la SE en media tensión Paredones 20MVA-34.5/13.8 kV se saturará para el año 2024 con una demanda superior a los 21 MW, con lo que operaría con cargabilidad superior a su capacidad nominal.

Adicionalmente, debido al crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica en el área de influencia del transformador T10, se presenta saturación en su infraestructura eléctrica en media tensión lo que repercute en la imposibilidad de seguir manteniendo el suministro desde la SE Ruiz Cortines.

Las problemáticas planteadas incrementan las pérdidas eléctricas, además de disminuir la calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Por tanto, se requiere de un proyecto que permita optimizar la infraestructura instalada en la red troncal de 161 kV que proporcione la seguridad y Confiabilidad en el suministro para el mediano plazo.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de 168.813 millones de pesos de 2019 (8.763 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 7.72 km de Línea de Transmisión, doble circuito 1113 ACSR en 161 kV.
- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 40 MVA de capacidad con una relación de transformación de 161/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 161 kV y 8 alimentadores en 13.8 kV para la construcción de nuevas líneas de 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 en la zona de Distribución San Luis que atiende la región norte del valle de Mexicali y se podrá abastecer la demanda esperada en los próximos

años y atender nuevas solicitudes de centros de carga.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como lo son el cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución se analizó la construcción de la SE Tecolotes en 161 kV, conectada radialmente desde la SE Ruiz Cortines, con las siguientes características: Un transformador de 40 MVA y relación de transformación 161/13.8 kV, Línea de Transmisión en 161 kV, 1 Circuito sencillo, 19.5 km y calibre 1113 ACSR, un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV, 2 alimentadores en 161 kV y 6 alimentadores en media tensión. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **184.988 millones de pesos de 2019** (9.603 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, **Paredones Potencia Banco 1** es la opción de menor costo de largo plazo, adicionalmente, se mitigan las pérdidas técnicas en media tensión, se acerca la fuente de energía hacia la zona donde se está presentando el crecimiento y desarrollo en el Valle de Mexicali.

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 **1.12**, un Valor Presente Neto (VPN) de **85.067 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **14.65 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.05**, un VPN de **35.84 millones de pesos** y una TIR de **12.48 %**.

Cuadro 9.8.25.1. Obras de transmisión del proyecto 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-24	Baja California
Total			**15.4**			

Cuadro 9.8.25.2. Obras de transformación del proyecto Paredones Potencia Banco 1

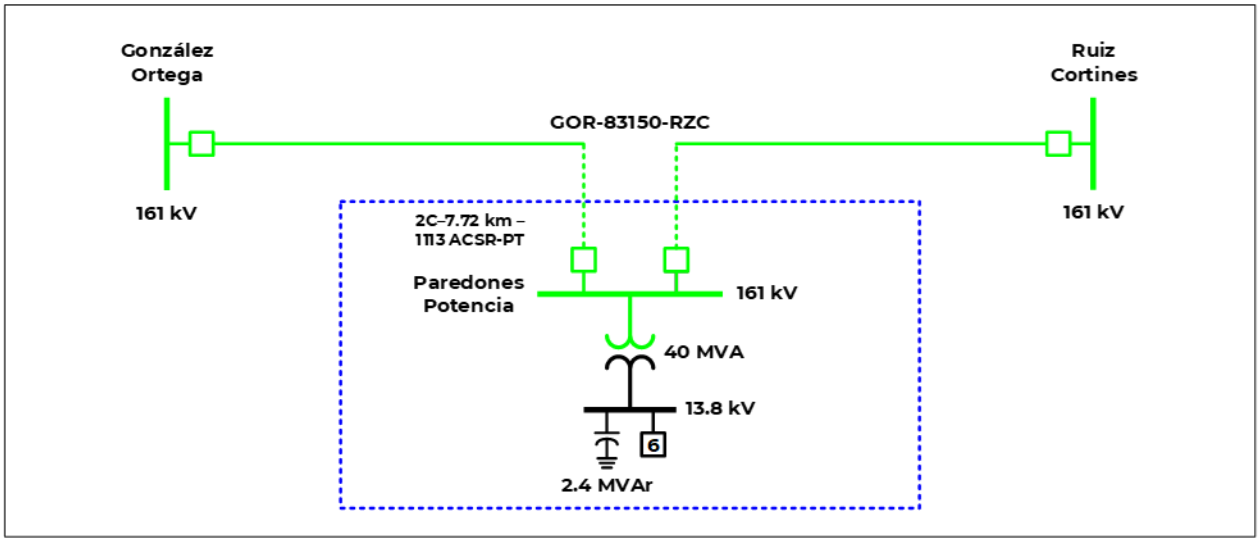
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-24	abr-24	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.8.25.3. Obras de compensación del proyecto Paredones Potencia Banco 1

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-24	Baja California
Total			**2.4**			

Figura 9.8.25.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Paredones Potencia 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 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 y la CFE dispone de esos recursos para su realización. 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.

Los siguientes cuadros muestran el alcance en metas físicas de las obras que aún no concluyen su proceso constructivo de los Proyectos del POISE, separados por Paquete y por PEM. En la primera sección se encuentran los paquetes con cargo a CFE Transmisión y en la segunda, los paquetes con cargo a CFE Distribución. Al igual que en el apartado anterior, las obras se agrupan por elementos de: transmisión, transformación y compensación.

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Transmisión

OPF-718 (Indefinido por problemáticas sociales)

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	400	2	207.7	nov-09	oct-25	Oriental
Total				**207.7**			

OPF-1116D (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E4R	Regiomontano - Cadereyta /3	115	2	7.6	may-16	ago-20	Noreste
E4R	Regiomontano - San Roque	115	2	40.8	may-16	ago-20	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3740)	400	2	27.4	may-16	ago-20	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Tecnológico	115	2	22.0	may-16	ago-20	Noreste
Total				**97.8**			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E4R	Regiomontano Banco 1	4	T	500.0	400/115	may-16	ago-20	Noreste
Total				**500.0**				

T. Transformador

OPF-1603 (En proceso de recisión de contrato)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda /12	230	2	45.6	nov-15	abr-20	Central
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	abr-20	Central
Total				**75.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación	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	abr-20	Central
Total				**660.0**				

AT. Autotransformador

RP-1653 (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo	115	2	4.6	jun-13	dic-20	Baja California Sur
Total				**4.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-13	dic-20	Baja California Sur
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	dic-20	Baja California Sur
Total				**1.8**			

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	Huehuetoca - Punto de Inflexión Nochistongo /39	85	2	16.6	dic-16	dic-20	Central
L83	Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16	dic-20	Central
Total				**83.8**			

39/ Dos conductores por fase

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	mar-21	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano /3	400	2	230.7	abr-16	mar-21	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	mar-21	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	mar-21	Noreste
IA2	Güémez MVAr	Reactor	400	133.3	abr-16	mar-21	Noreste
Total				**195.3**			

OPF-2001B (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S49	Central Diésel Los Cabos - El Palmar	230	2	50.8	sep-17	jun-20	Baja California Sur
Total				**50.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S49	Central Diésel Los Cabos Banco 5 (SF6)	4	AT	300.0	230/115	sep-17	jun-20	Baja California Sur
Total				**300.0**				

AT. Autotransformador

OPF-2101 (Proyecto concluido)

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CLK	León III MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-18	jun-20	Occidental
CLK	León IV MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-18	jun-20	Occidental
NK1	Cachanilla MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	jun-20	Baja California
NK1	Cetys MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	jun-20	Baja California
NK1	González Ortega MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	jun-20	Baja California
NK1	Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	jun-20	Baja California
Total				**174.0**			

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Distribución

OPF-1210K (En licitación)

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	dic-21	Noroeste
Total				**39.6**			

PEM	Subestación	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	dic-21	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	dic-21	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1212J (Por licitarse)

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	ago-22	Oriental
Total				**27.0**			

PEM	Subestación	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	ago-22	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	ago-22	Oriental
Total				**0.6**			

OPF-1212I (En construcción)

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	dic-20	Oriental
Total				**40.6**			

PEM	Subestación	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	dic-20	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	dic-20	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1320F (Por licitarse)

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	ago-23	Noroeste
Total				**30.5**			

OPF-1620 (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán - Xochimilco	230	2	8.6	nov-20	nov-20	Central
Total				**8.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-20	nov-20	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán MVAr	Capacitor	23	18.0	nov-20	nov-20	Central
Total				**18.0**			

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	dic-22	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	dic-22	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	dic-22	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	dic-22	Central
Total				**26.2**			

PEM	Subestación	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	dic-22	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	dic-22	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	dic-22	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	dic-22	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	dic-22	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	dic-22	Central
LAK	Moctezuma MVAr	Capacitor	23	25.2	ago-13	dic-22	Central
LAU	Pachuca MVAr	Capacitor	23	12.6	dic-18	dic-22	Central
Total				**73.8**			

OPF-1621E (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	El Castillo - Naolinco	115	1	12.0	abr-19	feb-21	Oriental
Total				**12.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	Naolinco Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	feb-21	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	Naolinco MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	feb-21	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1621G (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga - Bagotes	115	1	5.8	abr-20	abr-20	Noroeste
Total				**5.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noroeste
Total				**1.8**			

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	jun-22	Central
Total				**17.4**			

PEM	Subestación	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	jun-22	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	jun-22	Central
Total				**18.0**			

OPF-1721D (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TX5	Namiquipa entronque Ruiz Cortínez - Nicolás Bravo	115	2	0.4	ene-18	ene-20	Norte
Total				**0.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TX5	Namiquipa Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	ene-18	ene-20	Norte
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TX5	Namiquipa MVAr	Capacitor	34.5	1.8	ene-18	ene-20	Norte
Total				**1.8**			

OPF-1721E (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro entronque La Higuera - Culiacán I	115	2	4.8	abr-20	jun-20	Noroeste
Total				**4.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	jun-20	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	jun-20	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1721F (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	11.3	abr-21	dic-22	Noroeste
Total				**11.3**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	dic-22	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Angostura MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	dic-22	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1721G (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.6	oct-24	oct-24	Noroeste
Total				**8.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	oct-24	oct-24	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones MVAr	Capacitor	13.8	1.2	oct-24	oct-24	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1820 (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla entronque Victoria - Nochistongo	230	2	1.6	dic-18	ene-20	Central
Total				**1.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla Banco 1 (SF6)	1	T	60.0	230/23	dic-18	ene-20	Central
Total				**60.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla MVAr	Capacitor	23	9.0	dic-18	ene-20	Central
Total				**9.0**			

OPF-1821 (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero entronque San Luis II - San Pedro	115	2	6.4	jul-20	jul-20	Occidental
Total				**6.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-20	jul-20	Occidental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-20	jul-20	Occidental
Total				**1.8**			

OPF-1821E (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CLR	San Luis de la Paz - San José Iturbide	115	1	28.2	abr-15	abr-20	Occidental
Total				**28.2**			

OPF-1821G (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-21	jul-22	Noroeste
Total				**0.1**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-21	jul-22	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-21	jul-22	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821L (Por licitarse)

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	jul-24	Noroeste
Total				**7.7**			

PEM	Subestación	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	jul-24	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	jul-24	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1821M (Por licitarse)

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	oct-23	Occidental
Total				**21.8**			

OPF-1920D (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Popular - Lucero	115	1	17.2	abr-18	abr-20	Norte
T5R	El Trébol entronque Mesteñas - Oasis	115	2	25.2	feb-18	feb-20	Norte
Total				**42.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Lucero Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-20	Norte
T5R	El Trébol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	feb-18	feb-20	Norte
Total				**50.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Lucero MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-20	Norte
T5R	El Trébol MVAr	Capacitor	34.5	1.8	feb-18	feb-20	Norte
Total				**3.0**			

OPF-1920E (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena entronque Polvorín - Enertek	115	2	1.6	feb-19	feb-20	Noreste
Total				**1.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	feb-19	feb-20	Noreste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena MVAr	Capacitor	13.8	1.8	feb-19	feb-20	Noreste
Total				**1.8**			

OPF-1920H (Por licitarse)

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 Punto P	115	2	1.2	mar-22	sep-22	Noroeste
Total				**1.2**			

PEM	Subestación	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	sep-22	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	sep-22	Noroeste
Total				**2.4**			

OPF-2020C (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	15.7	dic-17	dic-22	Noroeste
Total				**15.7**			

OPF-2020D (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio entronque Veracruz II - Jardín	115	2	0.2	abr-19	dic-20	Oriental
Total				**0.2**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-20	Oriental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	dic-20	Oriental
Total				**1.8**			

OPF-2020E (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBO	Bonfil - Papagayo	115	2	48.0	mar-20	nov-23	Oriental
Total				**48.0**			

OPF-2020G (Proyecto concluido)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2N	El Fuerte Penal entronque El Fuerte - Carrizo	115	2	0.4	abr-20	ago-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal entronque Los Mochis II - El Fuerte	115	2	0.2	abr-20	ago-20	Noroeste
Total				**0.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2N	El Fuerte Penal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	ago-20	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2N	El Fuerte Penal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	ago-20	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-2020H (Por licitarse)

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	nov-22	Oriental
Total				**6.0**			

PEM	Subestación	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	nov-22	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	nov-22	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-2020I (Por licitarse)

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	jul-23	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	jul-23	Oriental
Total				**46.0**			

OPF-2020J (En construcción)

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1G	Mayakobá Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	nov-20	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1G	Mayakobá MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	nov-20	Peninsular
Total				**1.8**			

OPF-2020K (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	jun-23	Peninsular
Total				**0.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-22	jun-23	Peninsular
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-22	feb-22	Peninsular
Total				**1.2**			

OPF-2020L (Por licitarse)

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	oct-22	Oriental
Total				**1.0**			

PEM	Subestación	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	oct-22	Oriental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	oct-22	Oriental
Total				**1.8**			

OPF-2020M (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	abr-23	Noroeste
Total				**15.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	abr-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120 (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L78	Juandhó - Actopan	85	2	80.6	dic-16	ND	Central
L78	Juandhó - Apasco	85	2	60.6	dic-16	ND	Central
Total				**141.2**			

OPF-2120B (Por licitarse)

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	abr-23	Central
Total				**7.6**			

PEM	Subestación	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	abr-23	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	abr-23	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120C (En construcción)

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	jul-21	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	jul-21	Central
Total				**7.9**			

PEM	Subestación	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	jul-21	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	jul-21	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120D (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	jun-22	jun-23	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**4.5**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120E (Por licitarse)

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0H	Ah Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	oct-22	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0H	Ah Kim Pech MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	oct-22	Peninsular
Total				**1.8**			

Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución

Para la atención del suministro de energía eléctrica en el nivel de distribución se requieren refuerzos de transformación que permitan llevar la energía de niveles de tensión de transmisión y subtransmisión hacia la red de distribución.

Se tienen requerimientos de demanda a suministrar en el corto plazo por parte de usuarios con montos solicitados considerables 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 fue definido con un esquema por aportaciones del cliente o clientes que requiere 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 entren en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 4 años. En los cuadros siguientes se muestran los proyectos por aportaciones que se encuentran en proceso de construcción o iniciarán su construcción en los próximos años.

LBM Hidalgo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo entronque Apasco - Pachuca (73W10)	85	2	7.8	dic-18	sep-21	Central
Total			**7.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo Banco 1 (antes Aeropuerto)	1	T	30.0	85/23	dic-18	sep-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo MVAr	Capacitor	23	1.8	dic-18	sep-21	Central
Total			**1.8**			

LBN Cubitos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cubitos entronque Pachuca - Parque Industrial Reforma (73T10)	85	2	1.0	dic-18	sep-21	Central
Total			**1.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cubitos Banco 1 (antes Universidades)	1	T	30.0	85/23	dic-18	sep-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cubitos MVAr	Capacitor	23	1.8	dic-18	sep-21	Central
Total			**1.8**			

A20-CE1 Texcaltitlán Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Texcaltitlán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Central
Total			**20.0**				

T. Transformador

A18-CE1 Matilde Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matilde - Parque Industrial Reforma	85	2	10.6	dic-21	nov-21	Central
Total			**10.6**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matilde Banco 1	1	T	30.0	85/23	dic-21	nov-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matilde MVAr	Capacitor	23	1.8	dic-21	nov-21	Central
Total			**1.8**			

A19-CE1 El Carmen Banco 3 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Carmen Banco 3 (sustitución)	1	T	30.0	85/23	nov-21	nov-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

A18-CE5 Valle San Pedro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro entronque Victoria - Valle de México	230	2	2.0	dic-18	dic-21	Central
Total			**2.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro Banco 1	1	T	60.0	230/23	dic-18	dic-21	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro MVAr	Capacitor	23	9.0	dic-18	dic-21	Central
Total			**9.0**			

A18-CE7 Ciudad Bicentenario Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario - Nochistongo	115	1	4.5	dic-21	dic-21	Central
Total			**4.5**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario Banco 1	1	T	30.0	115/23	dic-21	dic-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario MVAr	Capacitor	23	9.0	dic-21	dic-21	Central
Total			**9.0**			

A19-CE2 Pachuca Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pachuca Banco 3 (Rehabilitación)	1	T	30.0	85/23	dic-19	dic-21	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

A20-CE2 Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1	1	T	60.0	230/23	dic-21	dic-21	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

A18-CE4 Santa Fe Bancos 1, 2 y 3

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe entronque Águilas - Contadero /12	230	2	7.4	jul-22	jul-22	Central
Total			**7.4**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe Bancos 1, 2 y 3	3	T	180.0	230/23	jul-22	jul-22	Central
Total			**180.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVAr	Capacitor	23	27.0	jul-22	jul-22	Central
Total			**27.0**			

A20-CE3 Contadero Banco 3 (habilitación)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Contadero Banco 3 (habilitación)	1	T	60.0	230/23	dic-22	dic-22	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

A19-CE5 Dos Carlos Banco 1 (modernización)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dos Carlos entronque Atotonilco - Pachuca	85	1	0.2	dic-24	dic-24	Central
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dos Carlos Banco 1 (modernización)	1	T	30.0	85/23	dic-24	dic-24	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dos Carlos MVAr	Capacitor	23	1.8	dic-24	dic-24	Central
Total			**1.8**			

A18-OR5 Vega de Alatorre Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vega de Alatorre Banco 1 (traslado)	1	T	9.4	115/13.8	abr-20	abr-20	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

A18-OR10 Isla Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Isla Banco 1 (traslado)	1	T	9.4	115/13.8	abr-20	abr-20	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

A18-OR8 Capilla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla - Guayabo	115	1	8.0	abr-20	abr-20	Oriental
Total			**8.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	abr-20	abr-20	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla MVAr	Capacitor	13.8	0.6	abr-20	abr-20	Oriental
Total			**0.6**			

D18-OR11 Cunduacán Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cunduacán II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	jun-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cunduacán II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-20	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

A18-OR2 San Lorenzo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo MVAr	Capacitor	34.5	1.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**1.8**			

A18-OR7 La Guadalupe Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Guadalupe Banco 1 (traslado)	1	T	6.3	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**6.3**				

T. Transformador

A18-OR9 Playa Vicente Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Vicente Banco 1 (traslado)	1	T	12.5	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

A18-OR14 Las Choapas II Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Choapas II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

A18-OR18 Cardel Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cardel Banco 1 (traslado)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

RF7 Fuertes Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fuertes Banco 3	1	T	30.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fuertes MVAr	Capacitor	34.5	1.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**1.8**			

RFE Esperanza Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esperanza Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

PDS-OR60 Villahermosa Centro Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villahermosa Centro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villahermosa Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**1.8**			

A19-OR2 Tenosique Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tenosique Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tenosique MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

PDS19-OR19 Tejar Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejar Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejar MVAr	Capacitor	13.8	2.1	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**2.1**			

A20-OR1 Nuevo Morelos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Morelos Banco 2	1	T	9.4	115/34.5	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

A20-OR10 Altzayanca Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altzayanca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR11 Atencingo II Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atencingo II Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR13 Mocambo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mocambo Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

A20-OR14 San Andrés Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Andrés Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR15 Isla Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Isla Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR16 Potrero II Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrero II Banco 2	1	T	9.4	115/34.5	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

A20-OR2 Las Matas Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Matas Banco 2 (traslado)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR4 Tehuantepec Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tehuantepec Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR5 Macultepec Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Macultepec Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

A20-OR6 Pijijiapan Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pijijiapan Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR8 Altotonga II Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altotonga II Banco 1 (traslado)	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

PDS-OR14 Coapan Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coapan Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coapan MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	Oriental
Total			**1.2**			

A20-OR12 Arriaga Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arriaga Banco 2 (sustitución)	1	T	9.4	115/13.8	abr-21	abr-21	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

A20-OR9 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	abr-21	abr-21	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

A18-OR27 Huimanguillo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-21	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A18-OR29 Cecilio del Valle Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cecilio del Valle Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	69/13.8	abr-17	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A18-OR30 Huixtla II Banco 1 (sustitución)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II entronque Belisario Domínguez - Huixtla	115	2	2.6	dic-21	dic-21	Oriental
Total			**2.6**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-21	dic-21	Oriental
Total			**1.2**			

A18-OR54 Trinitaria - Frontera Comalapa

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trinitaria - Frontera Comalapa	115	1	56.8	dic-21	dic-21	Oriental
Total			**56.8**			

PDS-OR56 Chignahuapan Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chignahuapan Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-21	dic-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

PDS-OR25 Zapata II Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata II Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-OR17 Tonalá Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tonalá Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

A20-OR7 Tacotalpa Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tacotalpa Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

PDS19-OR1 Cintalapa Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cintalapa Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cintalapa MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-22	dic-22	Oriental
Total			**1.2**			

PDS19-OR28 Comalcalco Oriente Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comalcalco Oriente Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comalcalco Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Oriental
Total			**1.8**			

A20-OR18 Periférico Sur Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico Sur Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

A20-OR19 Comalcalco Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comalcalco Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

PDS19-OR7 Jalpa Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jalpa Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-24	may-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jalpa MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	may-24	Oriental
Total			**1.8**			

A18-OR11 Gabino Barreda Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Gabino Barreda Banco 1 (traslado)	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

PDS-OR41 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 II - Angostura	115	2	0.2	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**0.2**			

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	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuxtla Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**1.8**			

PDS-OR18 Paraíso Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paraíso Banco 1 (sustitución)	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
Paraíso MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**1.8**			

PDS19-OR6 Santa Elena Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Elena entronque Pochutla - Puerto Escondido	115	2	2.0	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Elena Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Elena MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**0.6**			

A18-OC79 Querétaro Industrial Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial entronque Querétaro Maniobras - Querétaro I	115	2	0.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**1.8**			

A20-OC1 Miravalle Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miravalle Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	0	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miravalle MVAr	Capacitor	3	1.8	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**1.8**			

A20-OC2 Uruapan Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uruapan Oriente entronque Uruapan III – La Esperanza	115	2	0.1	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uruapan Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uruapan Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**1.2**			

A18-OC43 Las Colinas Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Colinas Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	may-19	may-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Colinas MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-19	may-20	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC81 San Juan Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan del Río Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	jul-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan del Río Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	jul-20	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC62 Industrial San Francisco Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	sep-19	sep-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco MVAr	Capacitor	34.5	1.2	sep-19	sep-20	Occidental
Total			**1.2**			

A18-OC61 Jaral Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jaral del Progreso Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jaral del Progreso MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**1.2**			

A18-OC63 Loreto Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr	Capacitor	13.8	0.6	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**0.6**			

A18-OC55 Estadio Corregidora Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estadio Corregidora Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estadio Corregidora Banco MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-20	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC71 Salinas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salinas Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salinas MVAr	Capacitor	13.8	0.7	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**0.7**			

A18-OC80 Querétaro Sur Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Sur Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC54 Tejeda Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejeda Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejeda MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**1.2**			

PDS18-OC19 Jalostotitlán Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jalostotitlán Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jalostotitlán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC67 Las Fajas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Fajas Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Fajas MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**1.2**			

A20-OC3 El Monteón Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Monteón Banco 1	1	T	30.0	115/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Monteón MVAr	Capacitor	23	1.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC11 Celaya Dos (Attc) Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Dos (Attc) Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Dos (Attc) MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-21	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC20 Las Torres Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-21	nov-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-21	nov-21	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC56 La Loma Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Loma Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-21	nov-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Loma MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-21	nov-21	Occidental
Total			**1.2**			

A19-OC13 San Juan Del Río Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Del Río Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Del Río MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-21	Occidental
Total			**1.8**			

A20-OC4 Colinas de Lagos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colinas de Lagos entronque La Virgen - Lagos Galera	13.8	2	0.2	abr-22	abr-22	Occidental
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colinas de Lagos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colinas de Lagos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-22	abr-22	Occidental
Colinas de Lagos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-22	Occidental
Total			**16.8**			

A19-OC25 El Marqués Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués Banco 3	1	T	40.0	115/34.5	sep-22	sep-22	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués MVAr	Capacitor	34.5	1.8	sep-22	sep-22	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC9 San Miguel De Allende Sur Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Miguel De Allende Sur Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	oct-21	oct-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Miguel De Allende Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.8	oct-21	oct-22	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC69 Guadalupe Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalupe Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalupe MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	dic-22	Occidental
Total			**1.8**			

A20-OC7 Santiago Banco 2

Subestación	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-23	abr-23	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-23	abr-23	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC28 El Zapote Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote - Guadalajara Industrial	115	1	1.4	may-22	may-23	Occidental
Total			**1.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote Banco 1	1	T	40.0	69/23	may-22	may-23	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote MVAr	Capacitor	23	2.4	may-22	may-23	Occidental
Total			**2.4**			

A18-OC50 Hacienda Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Poniente - Celaya III (recalibración)	115	1	12.0	sep-21	sep-23	Occidental
Total			**12.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hacienda Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	sep-21	sep-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hacienda MVAr	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	sep-23	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC19 El Molino Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Molino entronque León Norte - Las Torres	115	2	15.4	dic-21	dic-23	Occidental
Total			**15.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Molino Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Molino MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-23	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC68 Los Hernández Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Hernández Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Hernández MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	abr-24	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC26 Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-24	Occidental
Total			**1.8**			

A20-OC6 Agroindustrial de Guanajuato Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agroindustrial de Guanajuato Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agroindustrial de Guanajuato MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**1.2**			

A20-OC5 San Pedro Banco 2

Subestación	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-24	abr-24	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-24	abr-24	Occidental
Total			**1.8**			

A18-OC19 Amatitán Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Amatitán Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	69/23	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Amatitán entronque Santa Rosa – Tala	69	2	2.3	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**2.3**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Amatitán MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**1.2**			

A18-OC64 Matamoros Distribución Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución entronque Palo Alto - El Tecuán	115	2	0.8	nov-19	nov-24	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-19	nov-24	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-19	nov-24	Occidental
Total			**1.2**			

A19-OC21 Los Sauces Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Sauces Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	nov-22	nov-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Sauces MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-22	nov-24	Occidental
Total			**1.8**			

A19-OC7 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	115	2	3.0	dic-21	dic-24	Occidental
Total			**3.0**			

Subestación	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	dic-21	dic-24	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	dic-21	dic-24	Occidental
Total			**1.8**			

A19-NO2 Intercambio de Bancos en Nogales

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Carlos Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Nogales Banco 2 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Nuevo Nogales Banco 1 (Sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Total			**90.0**				

T. Transformador

A19-NO4 Intercambio de Bancos en Hermosillo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Tres Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Viñedos Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Total			**50.0**				

T. Transformador

A19-NO5 Bamoa Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bamoa Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	may-20	may-20	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

A19-NO6 La Misa Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Misa Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

A19-NO7 San Carlos Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-20	may-20	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

A18-NT8 Parras Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parras Banco 3	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parras MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

A18-NT21 Bachíniva Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva entronque Ciento Ocho - Quevedo	115	2	0.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**0.8**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

A18-NT40 Arenales Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arenales Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

A19-NT6 Francisco Zarco Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Zarco Banco 2 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

A20-NT1 San Buenaventura Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Buenaventura Banco 3	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Buenaventura MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

PDS18-NT12 Río Florido Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Florido Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

A19-NT4 La Palma Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Palma entronque Moctezuma - Valle Esperanza	115	2	0.2	may-17	may-20	Norte
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Palma Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	may-17	may-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Palma MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-17	may-20	Norte
Total			**1.8**			

A18-NT24 Vado Santa María Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vado Santa María Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	may-19	may-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vado Santa María MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-19	may-20	Norte
Total			**1.8**			

A18-NT12 Rancho Cuernavaca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca - C. M. Tacubaya	115	1	9.7	jun-18	jun-20	Norte
Total			**9.7**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca Banco 1	1	T	9.4	115/34.5	jun-18	jun-20	Norte
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca MVAr	Capacitor	34.5	0.6	jun-18	jun-20	Norte
Total			**0.6**			

A18-NT13 El Mimbre Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre - Tres Hermanos	115	1	28.0	abr-18	abr-21	Norte
Total			**28.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-21	Norte
Total			**1.2**			

A18-NT30 San Jerónimo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo entronque Anapra - Foxconn II	115	2	3.2	abr-18	abr-21	Norte
Total			**3.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-21	Norte
Total			**1.2**			

A19-NT5 Monteverde Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Monteverde Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Monteverde MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

A19-NT7 Mapimí Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mapimí - Bermejillo	115	1	23.6	abr-21	abr-21	Norte
Total			**23.6**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mapimí Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mapimí MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	Norte
Total			**1.2**			

A19-NT8 Durango II Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Durango II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-19	may-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Durango II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-19	may-21	Norte
Total			**1.8**			

A19-NT2 La Unión Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión entronque Philips - Allende	115	2	2.4	abr-20	dic-21	Norte
Total			**2.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	dic-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	dic-21	Norte
Total			**1.8**			

PDS18-NT19 Arenales Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arenales Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arenales MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

A19-NT1 El Vergel Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Vergel Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Vergel MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-22	dic-22	Norte
Total			**1.2**			

A18-NT5 Colina Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina entronque Boquilla - Abraham González	115	2	0.2	abr-20	abr-24	Norte
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-24	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-24	Norte
Total			**1.2**			

A18-NT52 Felipe Pescador Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortiz	115	1	0.5	abr-19	abr-24	Norte
Total			**0.5**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-24	Norte
Total			**1.8**			

A18-NT3 Río Florido Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Florido Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

A18-NT49 El Saucito Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23.9	abr-20	abr-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Saucito MVAr	Capacitor	23.9	1.8	abr-20	abr-24	Norte
Total			**1.8**			

A18-NT39 Búfalo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Búfalo Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

A18-NT25 Cerros Blancos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos - San Buenaventura	115	1	48.0	abr-19	dic-24	Norte
Total			**48.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	dic-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	dic-24	Norte
Total			**1.8**			

PDS18-NT13 Meoqui Banco 1 (sustitución)

Subestación	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-24	abr-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

A19-NE1 Parque Monterrey Apodaca Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Monterrey Apodaca Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	feb-19	feb-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Monterrey Apodaca MVAr	Capacitor	34.5	1.8	feb-19	feb-20	Noreste
Total			**1.8**			

A18-NE16 Casa Blanca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca entronque Matamoros Potencia - Sendero Nacional	138	2	8.0	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**8.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca Banco 1	1	T	40.0	138/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.8**			

A19-NE7 Cima Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cima Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	138/13.8	abr-19	abr-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

A20-NE1 Linda Vista II Banco 1 (intercambio)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Linda Vista II Banco 1 (intercambio)	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Linda Vista II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.2**			

A20-NE3 Cruces Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cruces Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/34.5	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cruces MVAr	Capacitor	34.5	0.9	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**0.9**			

A20-NE4 Jiménez Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jiménez Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jiménez MVAr	Capacitor	34.5	0.9	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**0.9**			

PDS19-NE43 Victoria Banco 3 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Banco 3 (sustitución)	1	T	20	115/34.5	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**20**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.2**			

PDS18-NE14 Manuel Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Manuel Banco 1 (sustitución)	1	T	30	115/34.5	abr-20	jun-20	Noreste
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Manuel MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	jun-20	Noreste
Total			**1.8**			

PDS18-NE20 Huejutla II Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II Banco 1 (sustitución)	1	T	30	115/34.5	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	jun-20	Noreste
Total			**1.8**			

EW1 Laredo Poniente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laredo Poniente Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	138/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

A18-NE19 Las Torres Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres Banco 2	1	T	30.0	138/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**1.8**			

A18-NE15 Obispado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado entronque Jerónimo - Orión	115	2	0.2	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**1.8**			

A18-NE14 Alianza Real Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real entronque Nueva Escobedo - Escobedo	115	2	1.4	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**1.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real MVAr	Capacitor	34.5	1.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**1.8**			

A19-NE2 Estanzuela Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estanzuela Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

A19-NE3 Linares Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Linares Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Linares MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**1.8**			

A19-NE5 Aztlán Prov. Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aztlán Prov. Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	138/13.8	nov-19	nov-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

A18-NE4 Leona Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Leona Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

PDS18-NE18 Valles Banco 1 (intercambio)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles Banco 1 (intercambio)	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**1.8**			

A18-NE17 Valles Banco 3 (habilitación de equipo disponible)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles Banco 3 (habilitación de equipo disponible)	1	T	20.0	115/34.5	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**1.2**			

A19-NE6 Valle Hermoso Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Hermoso Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	138/13.8	dic-19	dic-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

PDS18-NE2 Capellanía Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capellanía Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capellanía MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	Noreste
Total			**1.2**			

A18-NE8 Las Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas entronque Río Bravo - Verde Corporate	138	2	0.2	abr-20	abr-21	Noreste
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-20	abr-21	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Noreste
Total			**1.8**			

A20-NE5 El Salto Banco 3 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Salto Banco 3 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	abr-21	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Salto MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	abr-21	Noreste
Total			**1.2**			

A18-NE1 Parque Industrial Linares Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares entronque Linares - Lajas	115	2	0.2	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**0.2**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**1.8**			

A18-NE22 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 - Panuco	115	2	0.4	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**0.4**			

Subestación	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-20	abr-22	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	0.6	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**0.6**			

A19-NE9 Arco Vial Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arco Vial Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arco Vial MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-22	Noreste
Total			**1.8**			

A20-NE6 Ébano Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ébano Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-23	abr-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ébano MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-23	abr-23	Noreste
Total			**1.2**			

A19-NE8 Granjas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Granjas Banco 1 (Sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-24	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Granjas MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-24	Noreste
Total			**2.4**			

A20-NE7 Oriente Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	138/13.8	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**2.4**			

A19-PE4 Mérida Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida Oriente Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	jun-19	jun-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida Oriente MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jun-19	jun-20	Peninsular
Total			**1.2**			

A18-PE4 Bonfil Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bonfil Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bonfil MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.8**			

A19-PE1 Akumal II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Akumal II Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Akumal II MVAr	Capacitor	34.5	1.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE2 Xcunyá Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcunyá entronque Norte - San Ignacio	115	2	1.0	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcunyá Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcunyá MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE1 Norte Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Norte Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Norte MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE4 Playa Mujeres Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Mujeres Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Mujeres MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.2**			

A20-PE3 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	15.2	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**15.2**			

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	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conkal MVAr	Capacitor	13.8	2.4	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE5 Hunucmá Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunucmá Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunucmá MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-20	dic-20	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE8 Playa Mujeres Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Mujeres Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Mujeres MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE6 Ucú Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ucú Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	dic-21	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ucú MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	dic-21	Peninsular
Total			**1.2**			

A20-PE7 Kabah Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kabah Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	dic-21	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kabah MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	dic-21	Peninsular
Total			**1.2**			

A20-PE11 Puerto Progreso Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Progreso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Progreso MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE15 Héroes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Héroes entronque Nachi-Cocom - Izamal	115	2	0.2	abr-22	dic-22	Peninsular
Héroes entronque Norte - Kopté	115	2	0.4	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**0.6**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Héroes Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Héroes MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE13 Dzityá Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Norte - Dzityá /4	115	2	5.2	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**5.2**			

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dzityá Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dzityá MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE14 Itzimná Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Itzimná Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Itzimná MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A19-PE5 Sihochac Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sihochac Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sihochac MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.2**			

A20-PE10 Sur Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sur Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sur MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE9 Chuburná Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chuburná Banco 3	1	T	40.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chuburná MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**2.4**			

A20-PE12 Metropolitana Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Metropolitana Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Metropolitana MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE16 Popolnáh Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Popolnáh Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Popolnáh MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.2**			

A20-PE17 Nizuc Banco 5

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nizuc Banco 5	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nizuc MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

A20-PE18 Tulum Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tulum Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-23	dic-23	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tulum MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-23	dic-23	Peninsular
Total			**1.8**			

A18-BC2 El Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado entronque Trinidad - San Felipe	115	2	32.0	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**32.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**2.4**			

A18-BS2 Cabo del Sol Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-21	may-21	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-21	may-21	Baja California Sur
Total			**1.8**			

10

MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER hasta 2019

Como parte de 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 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 Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

En el cuadro 10.1.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Modernización de la RNT por la SENER de 2017 a 2019, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo VIII.

Cuadro 10.1.1. 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
			Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	5	2017
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-23	0	2017
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	M18-SIN1	dic-19	ago-23	En inicio de construcción	2018
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	may-22	En inicio de construcción	2018
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-24	0	2019
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-24	0	2018
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	may-23	0	2018
Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-22	0	2018
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	may-22	0	2018
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	may-23	0	2019
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-22	0	2019
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-23	0	2019
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-22	0	2019
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	abr-23	0	2019

Proyectos Propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT

En reuniones de trabajo con la Dirección de Transmisión de CFE 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 acordados para su justificación técnica y económica. En el cuadro 10.2.1 se muestran los proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión y acordados con CENACE.

Cuadro 10.2.1. Proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión en PAMRNT 2020 – 2034

Nombre del Proyecto	PEM	GRT CFE Transmisión	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	M20-CE1	Central	jun-23	jun-24	b	Modernización de equipos de Protección y Control asociados a los capacitores serie CS1, CS2 y CS3
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	Oriente	dic-19	dic-24	a y b	Reemplazo de equipo primario de subestación eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV, así como los equipos de Protección, Control, Comunicaciones y Medición asociados
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	M20-OR2	Central	jun-23	dic-24	b y c	Modernización de equipos de Protección y Control asociados a los capacitores serie CS2, CS3 y CS4
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	Noroeste	abr-22	abr-23	d	Eliminar la derivación de la LT 73150 mediante la instalación de equipo eléctrico primario y equipo de protección, control y medición en la bahía disponible de la SE San Rafael Ampliación
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	Noroeste	abr-22	abr-23	d	Eliminar la derivación de los transformadores de la SE San Rafael para normalizarlo con la SE San Rafael Ampliación
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	Noroeste	abr-22	abr-23	d	Modernización de la SE Salvador Alvarado eliminando la derivación existente con la LT Guamúchil –73730- San Rafael
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	Norte	abr-20	abr-23	d	Consiste en separar en dos secciones tanto los buses de 230 kV como los de 115 kV. Incluye interruptores de amarre de barras y sus respectivos esquemas de protección.
Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	Norte	mar-21	mar-22	f	Recalibración y cambio de estructuras de las líneas de transmisión: Maniobras Centauro – Amado Nervo, Amado Nervo – C.M. La Parrilla y C.M. La Parrilla – Vicente Guerrero (54.72 km en total)
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	Noreste	abr-21	abr-21 a abr-25	e	Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición de diferencial de Bus (87B) en todas las Subestaciones Eléctricas que no cuentan con ella
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	Noreste	abr-22	abr-23 a abr-29	b	Se requiere la sustitución de 8 transformadores de potencia de las Subestaciones Eléctricas Nava, Río Bravo, Arroyo del Coyote, Escobedo, Huinalá, Saltillo y Villa de García
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	Baja California	abr-20	abr-22	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Ensenada
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	Baja California	abr-20	abr-22 y abr-24	b y d	Modernización de arreglo de barras en la SE Panamericana Potencia en 230 kV y 115 kV y reemplazo de banco de transformación

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.

A continuación, se incluye una ficha de Información que describe las características principales de cada proyecto de modernización de la RNT.

M20-CE1 Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra

Diagnóstico

La SE Donato Guerra (DOG) está ubicada en la población de Villa Donato Guerra en el Estado de México. Se encuentra en el ámbito de influencia de la GCR Central. La Subestación Eléctrica opera con tensiones de 400 y 115 kV atendidos mediante 2 transformadores de potencia, 6 líneas de transmisión aisladas y operadas en 400 kV y 13 circuitos en 115 kV. De igual forma, se cuenta con tres bancos de capacitores serie (CS) identificados como DOG CS1, DOG CS2 y DG CS3 conectados en 400 kV y capacidad total de 737.55 MVAr.

El corredor de transmisión en 400 kV del cual forma parte esta Subestación Eléctrica es parte fundamental para la importación de energía proveniente de la zona de Lázaro Cárdenas hacia la Red Troncal de la GCR Central y evitar el congestionamiento de energía eléctrica generada por las Centrales Eléctricas de la zona Lázaro Cárdenas como son las Hidroeléctricas Villita e Infiernillo y la Termoeléctrica Petacalco instaladas en el estado de Michoacán.

Los bancos de capacitores fueron instalados en 1998 y posteriormente en 2009 se modernizaron sus sistemas de Protección, Control y Medición. De acuerdo con el registro histórico de fallas a lo largo del año 2019, las fallas más recientes han estado relacionadas con componentes electrónicos esenciales para su operación, como son los discos duros de los sistemas GWS y OWS, los cuales han sido sustituidos temporalmente por discos que se han tenido disponibles en la Zona de Transmisión Estado de México.

Desde mayo de 2016, el proveedor del equipo notificó al Transportista que a partir de finales de ese año el equipo de Protección, Control y Medición de la compensación serie instalada solo contaría con 5 años más de soporte limitado para su reparación, después de los cuales el equipo sería considerado obsoleto. Por lo anterior a finales de 2021 el Transportista quedará sin posibilidad de adquirir nuevas refacciones.

Problemática que resolver

La obsolescencia tecnológica y la falta de soporte técnico y de refacciones para los equipos de Protección Control y Medición de la compensación serie dejarían al equipo fuera de servicio pues estaría expuesto ante la ocurrencia de una falla interna o externa, que provocaría la reducción en la capacidad de transmisión actual.

Al mantener la disponibilidad de los equipos de compensación instalados se conservan beneficios adicionales como es la reducción de pérdidas eléctricas (costos operativos), operación con un perfil de voltaje adecuado en la red de 400 kV y asegurar la estabilidad dinámica de la red ante condiciones de fallas transitorias en la RNT.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en el reemplazo de los Sistemas de Control y Protección de los tres bancos de compensación serie ubicados en la SE Donato Guerra que se

operan en el nivel de 400 kV y pertenecen a la Red Troncal de Transmisión de la GCR Central.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **104.24 millones de pesos de 2019** (5.411 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2024.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se podrá disponer del equipo se compensación serie para su operación continua en el SEN sin exponer al equipo a fallas permanentes para así atender la demanda actual y futura de la zona Metropolitana de la Ciudad de México y del Valle de Toluca. Todo esto con red completa y ante condiciones de contingencia sencilla.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica resulta en modernizar los equipos de Control, Protección y Medición de los equipos declarador obsoletos para migrarlos a una nueva versión de la cual se pueda disponer de servicio técnico y suministro de refacciones para evitar una degradación en los índices de Confiabilidad, disponibilidad y continuidad del equipo; la Alternativa 2 analizada consiste en la adquisición de nuevo equipo de compensación serie, que se ubicaría en la misma Subestación Eléctrica, reemplazando el equipo existente.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **383.33 millones de pesos de 2019** (19.899 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 "Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra" 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 energía no suministrada que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

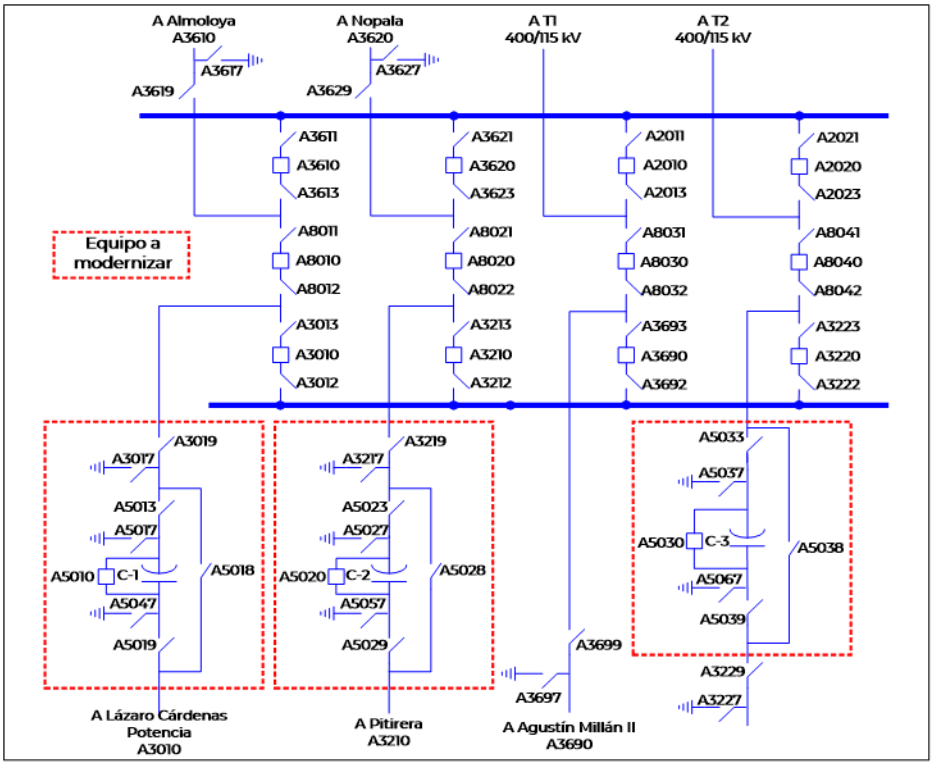
La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **4.71**, un Valor Presente Neto (VPN) de **263.87 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **76.32 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.84**, un VPN de **220.27 millones de pesos** y una TIR de **19.92 %**.

Cuadro 10.2.2.1. Obras del proyecto de Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los capacitores serie CS1, CS2 y CS3 de Subestación Eléctrica Donato Guerra

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Donato Guerra	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS1	jun-23	jun-24	Central
Donato Guerra	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS2	jun-23	jun-24	Central
Donato Guerra	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS3	jun-23	jun-24	Central

Figura 10.2.2.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto de Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los capacitores serie CS1, CS2 y CS3 de Subestación Eléctrica Donato Guerra



M20-OR1 Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV

Diagnóstico

La ciudad de Coatzacoalcos, perteneciente al estado de Veracruz, es una de las ciudades y puertos de mayor importancia en México, en donde se encuentran instaladas una gran cantidad de industrias dedicadas a la transformación del petróleo y procesos químicos, además, en el puerto marítimo se mueven más de 14 millones de toneladas de carga al año, siendo un punto importante de desarrollo económico. El suministro de energía eléctrica de esta región depende de tres Subestaciones Eléctricas de Transmisión conectadas a la red troncal de 400 kV del Sureste del país; Coatzacoalcos II (CTS), Chinameca Potencia (CHM) y Minatitlán II (MID).

La SE Minatitlán II tiene más de 50 años en servicio, cuenta con 10 alimentadores en un nivel de tensión de 115 kV y una capacidad de transformación instalada de 450 MVA (Relación de transformación 400/115 kV), en este nivel de tensión se tiene un Banco de Capacitores Paralelo con capacidad de 30 MVAr, asimismo la sección de 400 kV interconecta hacia la red troncal de la Gerencia de Control Regional Oriental.

Las condiciones climatológicas de salinidad y contaminación industrial agresivas hacen que todo el equipo expuesto a la intemperie mantenga un deterioro y envejecimiento acelerado de su vida útil.

La fecha de puesta en servicio de la mayor parte de las cuchillas desconectadoras data entre 1970 y 1980, de las cuales no se cuenta con refaccionamiento y ante fallas se requiere dejar fuera de servicio por periodos largos de tiempo debido a que es necesario hacer reparaciones y adecuaciones artesanales, es decir, no se tiene refaccionamiento original por su obsolescencia.

Las condiciones físicas y de obsolescencia de estos impiden la ejecución de maniobras de apertura y cierre de forma remota, por lo que, estas acciones, se deben hacer de forma local bajo condiciones inseguras para el personal y equipo, la señalización del estado de las cuchillas no es posible monitorearlas desde los Centros de Control por la misma causa.

La caseta de control donde se alojan los equipos de protecciones, control, comunicaciones y medición fue construida en el año 1968, donde la especificación consideraba la construcción de los techos de lámina y una estructura soporte a base de montenes.

Problemática que resolver

Debido a que las cuchillas seccionadoras se encuentran obsoletas o rebasadas en su vida útil y ya no son operables en forma remota, no se cuenta con la flexibilidad para realizar maniobras y libranzas en la Subestación Eléctrica. En consecuencia, el personal tiene que realizar acciones de alto riesgo para su accionamiento, empleando elementos auxiliares como pértigas para el aterrizamiento del equipo eléctrico.

Actualmente los gastos de mantenimiento son excesivos y cada año se incrementan debido al deterioro

acelerado y aumento del tiempo necesario para su restablecimiento ante fallas.

Con respecto a los Tableros y Equipos de Protección, Control, Comunicaciones y Medición obsoleto no cumplen con las especificaciones actuales y no cuentan con refaccionamiento por los diferentes fabricantes, asimismo los software y firmware de estos equipos ya no son compatibles con simuladores actuales.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización del equipo obsoleto, considerando su reemplazo. El proyecto tiene un costo de inversión de 67.76 millones de pesos de 2019 (3.518 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Para efectos constructivos el proyecto está subdivido en 5 fases que se describen a continuación:

Fase 1: Modernización del equipo eléctrico primario. Que consiste en reemplazar los 36 juegos de cuchillas con más de 50 años en operación y que ya se encuentran rebasadas en su capacidad interruptiva.

Fase 2: Modernizar 13 secciones de Tableros de Protección, Control, Comunicaciones y Medición correspondientes a las bahías de 115 kV y modernización de los equipos SCADA a fin de mantener la compatibilidad de una comunicación por medio de protocolo DNP3/IEC61850, que permita cumplir con los requerimientos de explotación de la información, para una toma de decisiones oportuna y restablecimientos de fallas en el menor tiempo posible.

Fase 3: Ampliación de la caseta distribuida. La caseta se requiere ampliar para alojar los nuevos equipos de protección, comunicación, control, medición y fuerza.

Fase 4: Modernización de los sistemas de fuerza (voltaje de corriente alterna y voltaje de corriente directa). La propuesta de modernización es la sustitución de este arreglo por Unidades de Transformación de Servicios Propios 115 kV / 220 V conectado a la Línea de Transmisión Minatitlán II - 73130 - Coatzacoalcos II de una capacidad de 300 kVA, el cual permitirá reducir los costos por mantenimiento preventivo, correctivo y pérdidas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2019.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.

Análisis de Confiabilidad

Con la modernización de la SE Minatitlán II se incrementará la vida útil de la instalación y la restitución de sus características eléctricas y operativas garantizando la continuidad y Confiabilidad del servicio eléctrico a los usuarios asociados a la Subestación Eléctrica y a las RGD, así como la reducción de los costos de Operación y Mantenimiento.

Se eliminan los riesgos físicos y eventuales accidentes hacia el personal debido a que las maniobras se podrán realizar de forma remota lo que implica una menor exposición al ejecutar actividades clasificadas como de alto riesgo.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del

proceso de planeación como son: Asegurar la Confiabilidad y Satisfacer la Demanda.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica resulta en modernizar los equipos obsoletos de la SE Minatitlán II, los cuales conllevan una degradación de los índices de Confiabilidad y seguridad en la operación de las instalaciones; la Alternativa 2 analizada es continuar con el mantenimiento como hasta ahora, absorbiendo costos cada vez mayores por el deterioro acelerado y por obsolescencia, con tiempos de atención por mantenimiento preventivo o correctivo mayores a lo establecido en las guías de mantenimiento y continuar modernizando los equipos según el presupuesto del costo de operación asignado cada año a la zona, lo que provocara una modernización parcial de la infraestructura en todo momento.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado por mantenimiento de **369.295 millones de pesos de 2019** (19.171 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 "Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV" 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 energía no suministrada que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

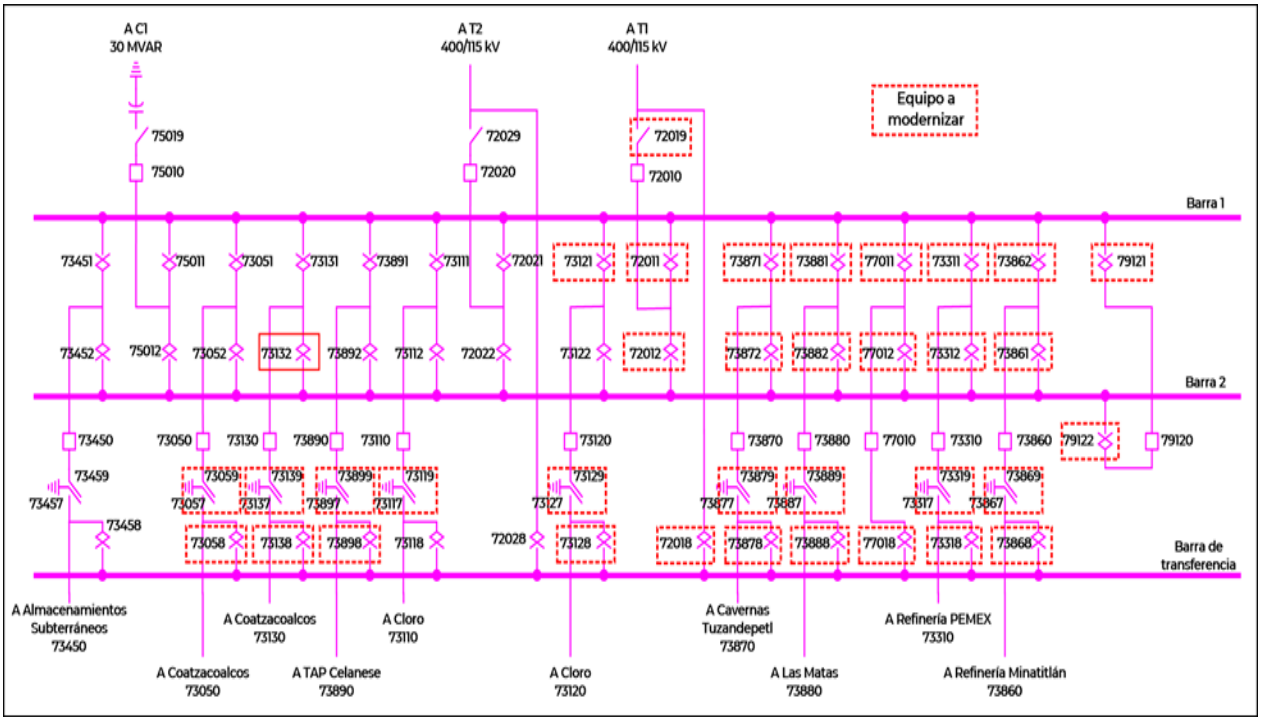
La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.54**, un Valor Presente Neto (VPN) de **27.42 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **10.64 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **0.49**, un VPN de **-54.51 millones de pesos** y una TIR de **0.00 %**.

Cuadro 10.2.3.1. Obras de modernización del proyecto Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Minatitlán II	1	Caseta de Control	dic-19	dic-24	Oriental
Minatitlán II	36	Instalación de Equipo Eléctrico Primario (Cuchillas)	dic-19	dic-24	Oriental
Minatitlán II	13	Instalación Equipo PCyM	dic-19	dic-24	Oriental
Minatitlán II	1	Instalación Equipo SCADA	dic-19	dic-24	Oriental
Minatitlán II	1	Obra civil y electromecánica	dic-19	dic-24	Oriental
Total	**52**				

Figura 10.2.3.1. Obras de modernización del proyecto Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV



M20-OR2 Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali

Diagnóstico

La SE Tecali se localiza en la población de Tecali de Herrera en el estado de Puebla, se encuentra en el ámbito de influencia de la Gerencia de Control Regional Oriental. La Subestación Eléctrica opera en tensiones de 400, 230 y 115 kV mediante 3 bancos de transformación. De igual forma la Subestación Eléctrica cuenta con 7 líneas de transmisión en 400 kV, 3 en 230 kV y 10 en 115 kV. Adicionalmente, se tiene instalado equipo de compensación que consiste en tres bancos de Capacitores Serie (CS2, CS3 y CS4) asociados a LT Temascal III - Tecali (A3540) y el doble circuito Cerro de Oro - Tecali (A3U20 y A3U30).

La SE Tecali constituye un punto importante en la Red Troncal de Transmisión de la GCR Oriental, esto es debido a que se hace la recepción y el envío de energía eléctrica para distintas zonas, entre ellas el Golfo de México y las regiones Centro y Sureste del país.

Los bancos de Capacitores Serie instalados en la SE Tecali cumplen distintos objetivos, como son el incremento en capacidad de transmisión de energía eléctrica en la red troncal, mejorar el comportamiento dinámico en condiciones de alto flujo y reducción de pérdidas eléctricas.

El banco de Capacitores Serie CS2 entró en operación en 1981 y fue modernizado en 2005. Respecto a los bancos CS3 y CS4, estos fueron puestos en servicio en 2004 y no se han modernizado desde entonces. La problemática que tienen estos equipos consiste en la indisponibilidad en los sistemas de protección y control tales como alarmas, bloqueo de protecciones y control; esto debido a fallas en los elementos electrónicos tales como tarjetas, fuentes de alimentación, fibra óptica, convertidores analógicos a ópticas, entre otros, lo que provoca la inhabilitación de los Capacitores Serie.

El fabricante de los equipos instalados ha declarado la obsolescencia de los sistemas de Protección, Control y Medición de los tres bancos de capacitores, debido a su antigüedad.

Problemática que resolver

La obsolescencia tecnológica y la falta de soporte técnico y de refacciones para los equipos de Protección, Control y Medición de la compensación serie han provocado la salida de operación del equipo de la SE Tecali.

Debido a la importancia del corredor de transmisión de 400 kV del Sureste del país hacia el Centro y la condición existente de la red eléctrica en el corredor Cerro de Oro – Tecali y Temascal III – Tecali con longitudes de 186 y 193 km aproximadamente, es indispensable asegurar la operación segura y confiable ante condiciones de alto flujo de potencia eléctrica, así como conservar la capacidad de transmisión con los equipos serie instalados.

Al mantener la disponibilidad de los equipos de compensación instalados se tienen beneficios adicionales como es la reducción de pérdidas eléctricas (costos operativos), operación con un perfil de voltaje adecuado en la red de 400 kV y asegurar la estabilidad dinámica de la red ante condiciones de fallas transitorias en la RNT.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en el reemplazo de los Sistemas de Control y Protección de los 3 bancos de compensación serie ubicados en la SE Tecali que se operan en el nivel de 400 kV y pertenecen a la Red Troncal de Transmisión de la Gerencia de Control Regional Oriental. Lo que incluye columnas de fibra óptica, interfase de Operador Panel Rápido, gabinetes redundantes de protección y control A y B y la interfase Humano Máquina.

El proyecto tiene un costo estimado de inversión de 169.22 millones de pesos de 2019 (8.784 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se podrá disponer del equipo de compensación serie para su operación continua en el SEN sin exponer al equipo a fallas permanentes para así hacer uso eficiente de la infraestructura instalada en la zona y permitir el aprovechamiento de la diversidad de la matriz energética instalada en el país. Todo esto con red completa y ante condiciones de contingencia sencilla.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: Asegurar Confiabilidad, Operación con Eficiencia Energética, Soporte al Mercado Eléctrico Mayorista, Satisfacer la demanda y Reducir Costos de Suministro.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica resulta en modernizar los equipos de Control, Protección y Medición de los equipos declarados obsoletos para así disponer de servicio técnico y suministro de refacciones para evitar una degradación en los índices de Confiabilidad, disponibilidad y continuidad del equipo; la Alternativa 2 analizada, consiste en la adquisición de nuevo equipo de compensación serie, que se ubicaría en la misma Subestación Eléctrica, reemplazando el equipo existente.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión estimado de 338.45 millones de pesos de 2019 (17.569 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 “Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali” 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 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 2.21, un Valor Presente Neto (VPN) de 140.338 millones

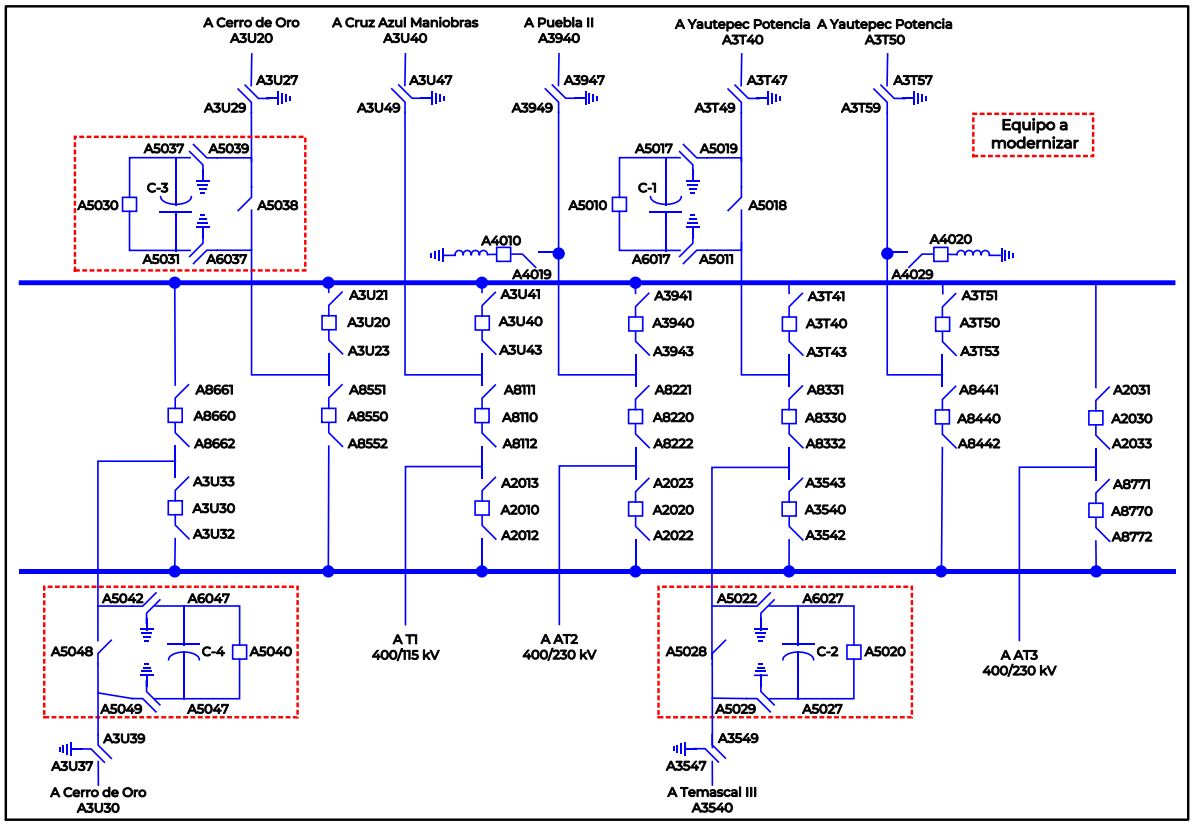
de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 34.12 %.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.60, un VPN de 139.800 millones de pesos y una TIR de 17.24 %.

Cuadro 10.2.4.1. Obras del proyecto Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecali	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS2	jun-23	dic-24	Oriental
Tecali	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS3	jun-23	dic-24	Oriental
Tecali	1	Equipo de Protección Control y Medición del banco CS4	jun-23	dic-24	Oriental

Figura 10.2.4.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali



M20-NO1 Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa

Diagnóstico

En la Subestación Eléctrica (SE) San Rafael (SRF) se realizó una ampliación en sección de 115 kV, se construyó barra principal con bahías para las Líneas de Transmisión (LT) San Rafael - 73140 Guamúchil Dos (GMD), LT San Rafael - 73450 - Hernando de Villafañe (HVF) y LT San Rafael - 73150 Guasave (GSV), sin embargo, por motivos presupuestales no se terminó de unir y se interconectaron por un circuito de 700 metros a la SE San Rafael Ampliación (SRA) en la que se encuentra disponible una bahía de 115 kV. Solo se requiere completar el Equipo Eléctrico Primario (EEP) y retirar los puentes hacia la línea San Rafael – 73150 – Guasave para utilizarla.

La LT Guasave – 73150 – San Rafael Ampliación tiene una longitud de 21.74 km, y el TAP que se encuentra conectado a SE Bamoa (BMO) es de 25.41 km, el cual es de mayor longitud que la propia línea donde se encuentra conectado.

La SE Bamoa está conectada a través de una Línea de Transmisión radial de 25.41 km y energizada a través de un TAP de 115 kV y atiende una carga rural y agrícola. Cuenta con una bahía de banco de transformación de 20 MVA de 115/34.5 kV, una Línea de Transmisión de 115 kV, un Banco de Capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAr.

Ante la contingencia / desconexión de la LT Guasave – 73150 – San Rafael Ampliación por Política Operativa, se tiene que reportar a personal de campo para su revisión y autorización para realizar intentos de normalización, lo cual retrasa los tiempos de restablecimiento y se afecta toda la carga que se suministra mediante la SE Bamoa.

En 2018 y 2019 se tuvieron 9 y 8 fallas en las Líneas de Transmisión mencionadas previamente que representaron 11.44 y 10.64 MWh de Energía No Suministrada (ENS).

Problemática que resolver

En la LT Guasave – 73150 – San Rafael Ampliación mediante un poste troncocónico se conectó en TAP la SE Bamoa que suministra diversos poblados alejados del punto de conexión en la SE San Rafael Ampliación, por lo anterior es muy sensible a eventos de falla en la Línea de Transmisión, produciendo Energía No Suministrada, afectando cargas en la zona industrial, agrícola y rural cercana al poblado de Bamoa, municipio de Guasave, Sinaloa.

Por lo anterior, no se cuenta con flexibilidad para la realización de maniobras y libranzas en las SE San Rafael Ampliación y Bamoa, presentándose afectaciones por disparo de la Línea de Transmisión previamente mencionada perdiendo toda la carga suministrada, ante cualquier escenario de demanda.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la eliminación del TAP que se encuentra en la LT Guasave – 73150 – San Rafael Ampliación y de la cual se deriva la Línea de Transmisión para suministrar la demanda en la SE Bamoa formando el ramal LT Guasave – 73150 – San Rafael

Ampliación – Bamoa en 115 kV, mediante la instalación de equipo eléctrico primario en bahía disponible con lo que se tendría una nueva LT San Rafael Ampliación – Bamoa en 115 kV.

El proyecto tiene un costo de inversión de 7.084 millones de pesos de 2019 (0.368 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Completar la bahía disponible con Equipo Eléctrico Primario y estructura menor para eliminar el TAP y dejar la LT San Rafael – Bamoa en forma radial.
- Instalación de Equipo Eléctrico (Un Interruptor, 3 juego de Cuchillas, 3 Transformadores de Corriente, 3 Transformadores de potencial Inductivo y 3 Apartarrayos).
- Instalación de Tablero PCyM para Línea de Transmisión en 115 kV Radial a SE Bamoa.
- Extensión de Bus Auxiliar con las dimensiones de una bahía y su base.
- Instalación de Tablero PCyM con Registrador de Disturbios y Medidor de Energía
- Retiro de TAP puentes que van de LT 73150 a poste troncocónico y colocación de puentes de remate a bahía nueva en la Subestación Eléctrica con 0.2 km-c.
- Adecuación de puentes e instalación de remates por inserción de TC's en el remate de la LT SRA-73XX0-BMO.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 115 kV involucrada ante el incremento de demanda esperada en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas en las comunidades de Guasave, Bamoa y San Rafael, esto con red completa y ante contingencia sencilla.

De igual forma, el suministro de la SE Bamoa queda normalizado y conectada en forma radial desde la SE San Rafael Ampliación sin afectación ante contingencia sencilla de los elementos de transmisión entre Guasave y San Rafael Ampliación. Como resultado se optimizan las pérdidas eléctricas y se mejora la regulación en el área de influencia.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

La solución técnica resulta en normalizar el suministro de la demanda del área de influencia al eliminar las derivaciones en forma de TAP que se tienen en líneas de transmisión de gran importancia local y que atienden una demanda eléctrica de suma importancia regional.

Se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Maniobras San Rafael cercana al punto de derivación del ramal hacia la SE Bamoa, su alcance

contempla la instalación y construcción de una nueva Subestación Eléctrica de maniobras con tres bahías en 115 kV, así como red asociada en 115 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **12.450 millones de pesos de 2019** (0.647 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **"Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa"** 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 "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.38**, un Valor Presente Neto (VPN) de **2.58 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **20.47 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **0.74**, un VPN de **-3.13 millones de pesos** y una TIR de **2.06 %**.

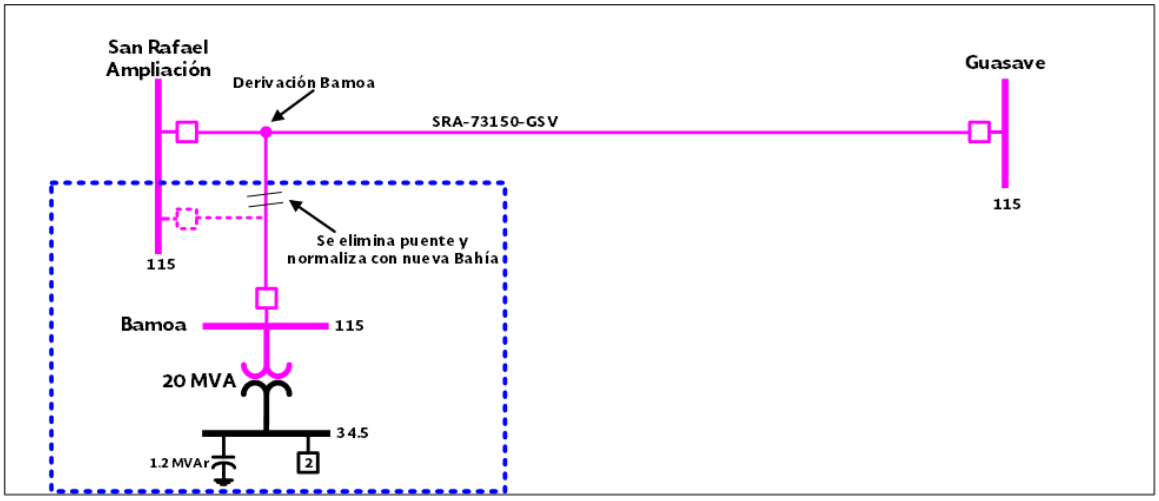
Cuadro 10.2.5.1. Obras de transmisión del proyecto Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conexión de Alimentador a LT Nueva San Rafael Ampliación - Bamoa	115	1	0.2	abr-22	abr-23	Noroeste
Total			**0.2**			

Cuadro 10.2.5.2. Obras de transformación del proyecto Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Completar Bahía en SE San Rafael Ampliación	1	Bahía	abr-22	abr-23	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario	1	1 Interruptor, 3 Cuchillas, 3 TC, 3 TP, 3 Apartarrayos	abr-22	abr-23	Noroeste
Instalación de Tablero PCyM	1	Bahía LT 73xx0 SE BMO	abr-22	abr-23	Noroeste
Extensión de Bus Auxiliar	1	Bahía LT 73xx0 SE BMO	abr-23	abr-23	Noroeste
Total					

Figura 10.2.5.1. Diagrama unifilar simplificado actual del proyecto Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa



M20-NO2 Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael

Diagnóstico

En la SE San Rafael (SRF) se requiere el arreglo de bus principal y bus auxiliar para interconectar o prolongar el bus principal y el bus auxiliar desde la SE San Rafael Ampliación (SRA) hasta el lugar geográfico de SE San Rafael, para poder rematar en el lado sur la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael. Lo anterior se logra rematando el bus principal en donde se remataba la LT 73730 y para el bus auxiliar habría que realizar una reubicación de la bahía de transferencia 77010 a la bahía contigua, para que de ahí salga el bus auxiliar a la estructura de remate en la SE San Rafael.

La LT Guamúchil – 73730 – San Rafael tiene una longitud de 24.26 km, y el TAP se encuentra conectado al T1 y T2 de la SE San Rafael.

La SE San Rafael está conectada a través de una LT de 24.26 km y sus trasformadores son energizados a través de un TAP en 115 kV, atiende una carga rural y agrícola. Cuenta con una bahía de banco de transformación (T1) de 14 MVA de 115/13.8 kV, y otra bahía de banco de transformación (T2) de 20 MVA de 115/34.5 kV.

Ante la contingencia / desconexión de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael por Política Operativa, se tiene que reportar a personal de campo para su revisión y autorización para realizar intentos de normalización, lo cual retrasa los tiempos de restablecimiento y se afecta toda la carga en la SE San Rafael, así como la carga de la SE Salvador Alvarado.

En 2018 y 2019 se tuvieron 1 y 5 fallas de las Líneas de Transmisión mencionadas previamente que representaron 0.12 y 4.51 MWh de Energía No Suministrada (ENS).

Problemática que resolver

Eliminar derivación (TAP) o conexión en TAP del Transformador 1 (T1) y Transformador 2 (T2) de Subestación San Rafael en la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael – San Rafael Ampliación; realizar el arreglo de buses principal y

respaldo en el área donde se remata actualmente la línea 73730, se usa como si fuera un bus y se conectan en derivación los transformadores T1 y T2 de SE San Rafael, continuando la LT 73730 hasta rematar en la SE San Rafael Ampliación. Actualmente se cuenta con arreglo de cuchillas para seccionar la LT 73730 durante la condición más severa, y abrir la cuchilla hacia el lado afectado ante un evento de disparo de línea, maniobras o cualquier evento fortuito por caída de estructura tipo "MS" (Madera Soportada), lo anterior para aislar hacia la SE Guamúchil o hacia a SE San Rafael Ampliación para realizar la toma de carga lo más rápido posible.

Por lo anterior, no se cuenta con flexibilidad para la realización de maniobras y libranzas en SE San Rafael y se tienen afectaciones por disparo de los transformadores T1 y T2 de dicha Subestación Eléctrica, ante cualquier escenario de demanda.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la eliminación de la conexión en derivación (TAP) que se encuentra en la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael Ampliación en derivación (TAP) con los Transformadores T1 y T2 de SE San Rafael, mediante la instalación de estructura mayor para realizar el arreglo o prolongación del Bus Principal y Bus Auxiliar de la SE San Rafael Ampliación hasta donde se ubican los Transformadores T1 y T2 de SE San Rafael, así como la reubicación del equipo eléctrico primario en la bahía disponible de la SE San Rafael Ampliación hasta la nueva ubicación (estructura mayor o bahía nueva), así mismo, para las bahías de los Transformadores se incluirán cuchillas para el bus de transferencia, para que en caso de mantenimiento o falla del interruptor se pueda transferir, se incluye un tablero Protecciones, Control y Medición (PCyM) con los esquemas de Protección y medición, además de la ampliación del Bus Auxiliar, desde la bahía 77010. Por lo que se requiere reubicar la cuchilla 77018 para dar paso al aislador soporte y puente para prolongación de Bus Auxiliar.

El alcance de este proyecto considera eliminar la conexión en derivación del Transformador 1 y 2, realizar el arreglo de estructura mayor y reubicación de equipo eléctrico primario de la LT 73730 para eliminar el TAP y dejar en paralelo los transformadores T1 y T2 de la Subestación San Rafael (SRF).

El proyecto tiene un costo de inversión de 11.707 millones de pesos de 2019 (0.608 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Instalación de Estructura Mayor y menor.
- Reubicación de Equipo Eléctrico Primario Bahía 73730 (1 Interruptor, 3 juego de Cuchilla, 3 Transformadores de Corriente, 3 Transformadores de potencial Inductivo y 3 Apartarrayos).
- Reubicación de Equipo Eléctrico Primario Bahía 77010 (1 juego de Cuchilla 77018).
- Retiro de estructura mayor y menor, puentes, postes, cuchillas, interruptores (T1 yT2).
- Instalación de tablero PCYM para los Transformadores.
- Prolongación de Bus Principal y Bus Auxiliar entre las SE San Rafael Ampliación y San Rafael.

- Tablero 87B-115kV con dos Zonas de Protección (Bus Principal y Bus Auxiliar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
-
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 115 kV involucrada ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas en las comunidades de Guasave, Bamoa y San Rafael, esto con red 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, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica resulta en normalizar el suministro de la demanda del área de influencia al eliminar las derivaciones en forma de TAP del T1 y T2 que se tienen en LT 73730 de gran importancia local y que atienden una demanda eléctrica de suma importancia regional.

Se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Maniobras San Rafael cercana al punto de derivación del ramal hacia la SE Bamoa, su alcance contempla la instalación y construcción de una nueva SE de maniobras con tres bahías en 115 kV, así como red asociada en 115 kV y las bahías de transformación.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **411.270 millones de pesos de 2019** (21.350 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).
Sin embargo, la Alternativa 1 **"Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730- San Rafael"** 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 "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.67**, un Valor Presente Neto (VPN) de **7.71 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **28.62 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **0.33**, un VPN de **-268.34 millones de pesos** y una TIR de **-20.97%.**

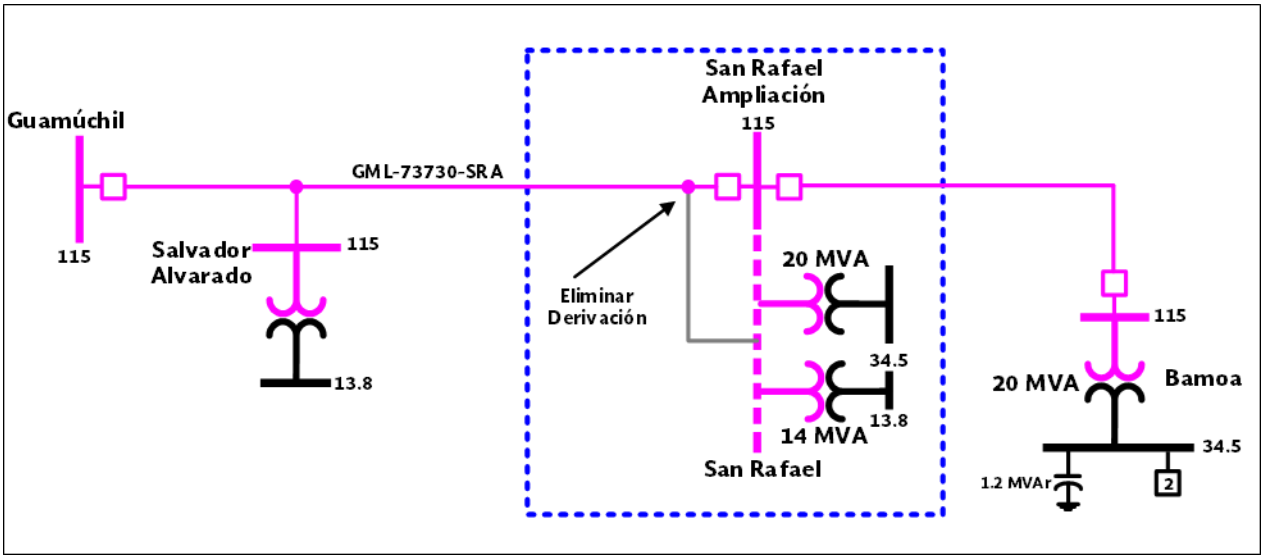
Cuadro 10.2.6.1. Obras de transmisión del proyecto Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael

Obras de Transmisión	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Eliminar TAP del Transformador 1 (T1) y Transformador 2 (T2) de Subestación San Rafael (SRF) en la LT Guamúchil (GML)-73730-(SRA) San Rafael Ampliación	115	abr-22	abr-23	Noroeste
Total				

Cuadro 10.2.6.2. Obras de transformación del proyecto Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Instalación de Estructura Mayor y Menor	3	Buses 2 niveles, Bahías T1 y T2, Bahía 73730	abr-22	abr-23	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario con estructura menor	1	1 Interruptor, 3 Cuchillas, 3 TC, 3 TP, 3 Apartarrayos	abr-22	abr-23	Noroeste
Instalación de Tablero PCyM	1	Tablero	abr-22	abr-23	Noroeste
Extensión de Bus Principal y Bus Auxiliar	2	En SE SRA y SE SRF	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero 87B-115Kv con 2 zonas de protección	2	Bus Principal y Bus Auxiliar	abr-22	abr-23	Noroeste
Total					

Figura 10.2.6.1. Diagrama unifilar simplificado actual del proyecto Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael



M20-NO3 Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael

Diagnóstico

En la Subestación Eléctrica (SE) Salvador Alvarado (SAA) se detecta la necesidad de modernizar el arreglo que tiene actualmente equipando unos postes de concreto para el soporte de una cuchilla y el bus de la Subestación Eléctrica en 115 kV, realizando la función de apertura solamente del banco T-01, pero en el disparo de la LT Guamúchil - Salvador Alvarado – 73730 – San Rafael, se afecta toda la carga. La LT 73730 tiene una longitud de 24.26 km, y cuenta con un TAP que se encuentra conectado al T1 y T2 de SE San Rafael (SRF) y un TAP donde se conecta la SE Salvador Alvarado. La SE Salvador Alvarado está conectada a 17.76 km de la SE San Rafael y a su vez a 6.50 km de SE Guamúchil (GML) y atiende una carga rural y agrícola. Cuenta con una bahía de

banco de transformación (T1) de 20 MVA de 115/13.8 kV.

Ante una falla sencilla en la LT 73730, quedan fuera de servicio las SE Salvador Alvarado y San Rafael, situación que se ha presentado ya que en 2018 y 2019 se registraron 1 y 5 fallas que representaron 0.12 y 4.51 MWh de Energía No Suministrada (ENS).

Para aislar la falla y mantener la carga de la SE Salvador Alvarado ante contingencia de la LT Guamúchil – Salvador Alvarado – 73730 – San Rafael, es necesario cerrar un extremo en la SE Guamúchil o de SE San Rafael, por tanto, se debe determinar la ubicación de la falla o enlazar la carga por media tensión en 13.8 kV, lo cual llevaría de una a tres horas como mínimo; por lo que la carga permanecería fuera de servicio por ese tiempo.

Por Política Operativa, ante la contingencia / desconexión de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael se tiene que reportar a personal de campo para su revisión y autorización para realizar intentos de normalización, lo que retrasa los tiempos de restablecimiento y se afecta toda la carga derivada que se encuentra interconectada a la Línea de Transmisión.

Problemática que resolver

Eliminar derivación (TAP) de LT Guamúchil – Salvador Alvarado – 73730 – San Rafael, realizar el arreglo de buses principal y de respaldo en el área donde se remata actualmente la línea 73730 al interruptor 72010 de la SE Salvador Alvarado, así como su bahía de transferencia, ante una falla permanente en la SE Salvador Alvarado, y durante la peor condición del sistema, se tiene que abrir cuchilla de transformador hacia el lado afectado ante un evento de disparo de línea o transformador, maniobras o cualquier evento fortuito por caída de estructura tipo “MS” (Madera Soportada); lo anterior para aislar hacia la Subestación GML o hacia la Subestación SRF y con esto poder realizar la toma de carga lo más rápido posible.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en eliminar la derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael, mediante la instalación de estructura mayor para realizar el arreglo de Bus Principal y Bus Auxiliar de la SE Salvador Alvarado para alojar las bahías o equipo eléctrico primario de LT Guamúchil – Salvador Alvarado, San Rafael – Salvador Alvarado, así como la reubicación del equipo eléctrico primario de la bahía 72010 disponible de la SE Salvador Alvarado hasta la nueva ubicación (estructura mayor o bahías nueva), también se incluye un tablero de Protecciones, Control y Medición (PCyM) con los esquemas de Protección y medición.

El alcance de este proyecto consiste en la modernización de la SE Salvador Alvarado construyendo un bus principal y 2 bahías completas, eliminando el TAP para aumentar su Confiabilidad.

El proyecto tiene un costo de inversión de 21.640 millones de pesos de 2019 (1.123 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera:

- Instalación de Bus Principal en SE Salvador Alvarado.
- Instalación de Equipo Eléctrico Primario para Línea de Transmisión Guamúchil – Salvador Alvarado (Interruptor, cuchillas, transformadores de instrumentos y Apartarrayos).
- Instalación de Equipo Eléctrico Primario para Línea de Transmisión San Rafael-Salvador Alvarado (Interruptor, cuchillas, transformadores de instrumentos y Apartarrayos).
- Reubicar el equipo eléctrico primario de la bahía 72010 (1 interruptor, 3 transformador de corriente, 1 cuchilla), y se requiere completar con 2 cuchillas y 3 apartarrayos.
- Instalación de dos tableros PCyM de protecciones y medición para ambas líneas.

- Eliminar la derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael, aproximadamente 0.5 km-c.
- Instalación de Tablero PCyM 87B-115kV (dos zonas) y medición para B1.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 115 kV involucrada ante el incremento de demanda esperada en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas en las comunidades de Guasave, Bamoa y San Rafael, esto con red 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, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

La solución técnica resulta en normalizar el suministro de la demanda del área de influencia al eliminar las derivaciones en forma de TAP de la SE Salvador Alvarado que se tiene conectada en TAP en la LT 73730, que resulta de gran importancia local y atiende la demanda eléctrica de suma importancia regional.

Se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Maniobras Salvador Alvarado cercana al punto de derivación del ramal hacia la SE Salvador Alvarado, su alcance contempla la instalación y construcción de una nueva SE de maniobras con tres bahías en 115 kV, así como red asociada en 115 kV y las bahías de transformación.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **124.250 millones de pesos de 2019** (6.450 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **“Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil-73730-San Rafael”** 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 "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.28**, un Valor Presente Neto (VPN) de **5.98 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **18.14 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 0.39, un VPN de **-74.51 millones de pesos** y una TIR de **-24.87%.**

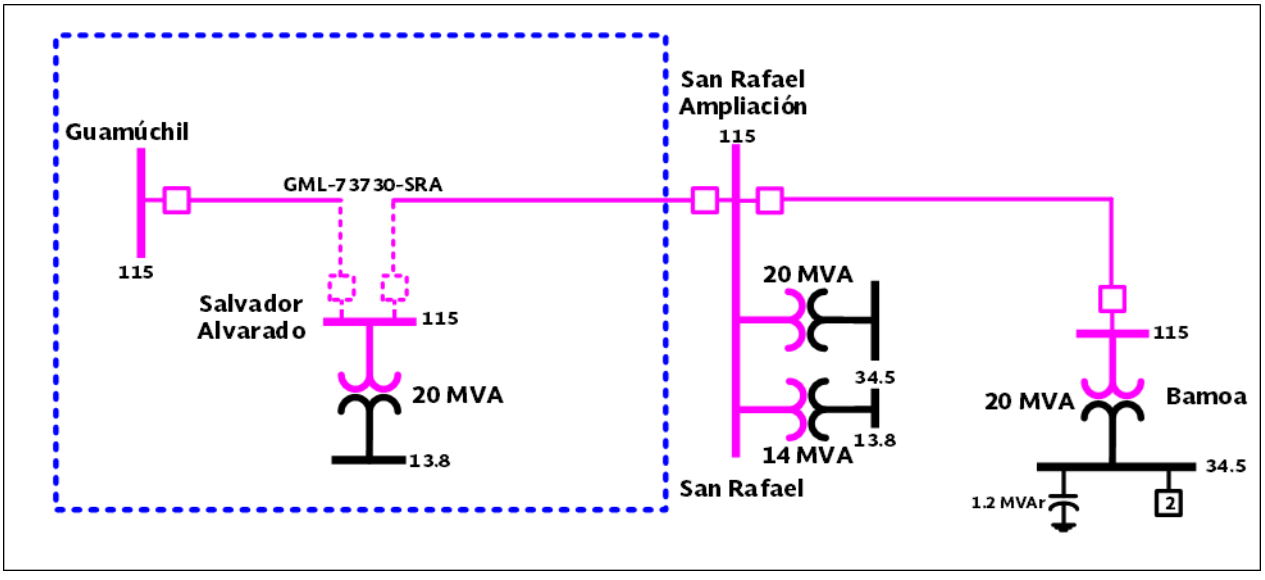
Cuadro 10.2.7.1. Obras de transmisión del proyecto Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Eliminar derivación de SE Salvador Alvarado en la LT Guamúchil a San Rafael (LST 73730 GML – SRF). Tramo SAA - GML	115	1	0.25	abr-22	abr-23	Noroeste
Eliminar derivación de SE Salvador Alvarado en la SE Guamúchil a San Rafael (LST 73730 GML – SRF). Tramo SAA - SRF	115	1	0.25	abr-22	abr-23	Noroeste
Total			**0.50**			

Cuadro 10.2.7.2. Obras de transformación del proyecto Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Instalación de Estructura Mayor	4	Buses 2 niveles, Bahías GML 73730 SAA, Bahía SRF 73XX0 SAA, SAA 72010, SAA 77010	abr-22	abr-23	Noroeste
Instalación de Equipo Eléctrico Primario con estructura menor	1	3 Interruptor, 8 Cuchillas, 3 TC, 9 TP, 6 Apartarrayos, 12 Al's	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero Registrador de disturbios	1	Tablero	abr-22	abr-23	Noroeste
Protección 87B-115 kV	1	Dos zonas de protección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero 87B-115Kv con 2 zonas de protección	2	Bus Principal y Bus Auxiliar	abr-22	abr-23	Noroeste
Total					

Figura 10.2.7.1. Diagrama unifilar simplificado actual del proyecto Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael



M20-NT1 Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV

Diagnóstico

La SE Moctezuma se ubica en el Estado de Chihuahua y está construida en un predio seccionado, el predio con mayor antigüedad llamado “predio viejo” y la sección donde posteriormente se realizaron ampliaciones (por ejemplo, cuando se instaló el Compensador Estático de VAr (CEV)), a este otro terreno se le conoce como “predio nuevo”. Aunque ambos predios están muy cerca, existe una separación entre ellos.

La SE Moctezuma cuenta con una alta concentración de bahías en las cuales se conectan Líneas de Transmisión, equipo de transformación, Centrales Eléctricas conectadas de manera radial a la Subestación Eléctrica, enlaces entre zonas de operación; así como equipos de compensación de potencia reactiva. El arreglo en 230 kV de esta instalación es de Bus 1 – Bus 2, mientras que la sección de 115 kV tiene, en el predio viejo, un arreglo Bus 1-Bus Transferencia y en la sección del CEV se tiene el arreglo Bus 1 – Bus 2.

Además, cuenta con dos autotransformadores 400/230 kV con una capacidad de total de 750 MVA, los cuales sirven para enlazar la zona de Transmisión Juárez con la zona de Transmisión Chihuahua. También tiene 3 diferentes enlaces, uno en 400 kV a través de la línea A3A70 que conecta con la Zona de Transmisión Chihuahua, otro más con la zona Juárez a través de cuatro líneas en 230 KV (93440, 93450, 93460 y 93670) y el enlace con la SE Nuevo Casas Grandes a través de tres líneas en 230 kV (93910 y 93920 aisladas en 400 kV y 93250) lo que a su vez son el enlace con la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste.

Con la reciente entrada en operación comercial de la Central Eléctrica Norte III, con una generación aproximada de 906 MW, se espera un incremento importante de flujo de potencia desde la zona Juárez hacia la SE Moctezuma y de esta hacia la zona Chihuahua. Siendo la SE Moctezuma el punto concentrador de los excedentes provenientes de la zona Juárez, así como de la Gerencia de Control Regional Noroeste.

Problemática que resolver

En la SE Moctezuma 230 kV no se soporta la contingencia del disparo del Bus 1, en este caso se pierde la mitad del enlace con la red de Ciudad Juárez, que es donde se descarga el excedente de generación (aproximadamente 1,000 MW), también queda indisponible el AT-97 quedando con una sobrecarga de hasta 270% en el AT-99; además, se limita el enlace con Nuevo Casas Grandes al perderse dos de las tres líneas que conforman ese corredor y se vería limitada la transmisión de potencia por el excedente de generación de la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste. De igual manera ante el disparo del Bus 2 de 230 kV, se perderían la mitad de los elementos que conectan a los diferentes enlaces, también se pierde la conexión con el CEV (capacidad de -90 / 300 MVAr). Perder todos estos elementos a un mismo tiempo, en periodos de más alta demanda, podría ocasionar un colapso por baja tensión en la red de Moctezuma – Nuevo Casas Grandes e incluso de la GCR Norte completa.

Para estas posibles situaciones, actualmente se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial PR-27

(120 MW) tanto en la red de 34.5 kV como en la red de 115 KV, sin embargo, no garantiza que su operación sea suficiente para solventar una falla tan severa, como lo es la pérdida de un bus completo de 230 kV en la SE Moctezuma.

En la SE Moctezuma 115 kV con el disparo del Bus 2 se pierde la generación del parque fotovoltaico Villa Ahumada Solar (120 MW), también se pierde la conexión en el enlace con Nuevo Casas Grandes quedando las SE Benito Juárez, Galeana y San Buenaventura con baja tensión y la operación del Esquema de Acción Remedial PR-27 de media tensión. Por otro lado, ante el disparo del Bus 1 de 115 kV se ve afectada en su totalidad la carga radial que se alimenta desde esta Subestación Eléctrica (157 MW aproximadamente), además de la generación fotovoltaica de Santos Solar I (14 MW).

Dadas estas condiciones críticas para el sistema, se propone incrementar la Confiabilidad (ante falla y por mantenimiento) de la SE Moctezuma, mediante el cambio de arreglos en las secciones de 230 kV y 115 kV.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en modificación de arreglo de buses en 230 kV, convirtiéndolo en un arreglo de 4 buses, con esquemas de protección de bus independientes que permitirían una mayor Confiabilidad en los diversos estados operativos y mejorar la factibilidad de libranzas para mantenimiento de los elementos conectados. En la red de 115 kV consiste en reubicar las bahías 73770, 73850 y 73840 del predio de Moctezuma viejo hacia el predio de Moctezuma nuevo con un arreglo de Bus 1 – Bus auxiliar.

El alcance de este proyecto considera la reubicación de la bahía de la línea 93670 hacia donde se encuentra actualmente la bahía 93250 y viceversa. En la red de 115 kV incluye también la instalación de cuchillas adicionales y de enlace entre las bahías de las líneas 73770, 73850 y 73840.

El proyecto tiene un costo de inversión de 111.00 millones de pesos de 2019 (5.76 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras en 230 kV:

- Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para separar el bus 1 en dos barras y tener arreglo Barra 1 - Barra 3.
- Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para separar el bus 2 en dos barras y tener arreglo Barra 2 - Barra 4.
- Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para poder tener arreglo Barra 3 – Barra 4.

Así como en 115 kV:

- Instalación de seis cuchillas adicionales en 115 kV para poder realizar arreglo Barra 1 – Barra 2.
- Construcción de una bahía nueva entre las dos secciones del bus de transferencia de 115 kV, para poder utilizarlo como amarre de barras entre los dos buses de transferencia.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

En las figuras 10.2.8.1 y 10.2.8.2 se muestran los arreglos propuestos tanto en 230 kV como 115 kV, respectivamente. En el cuadro 10.2.8.1 se muestra el resumen de metas físicas de esta alternativa.

Análisis de Confiabilidad

La implementación de este proyecto permitiría contar con la infraestructura necesaria para evitar la problemática derivada de diversas contingencias, a la vez evita el congestionamiento de enlaces sin restringir los flujos de generación entre las regiones asociadas. Además, se facilita el mantenimiento a los elementos de la SE Moctezuma que actualmente sufren restricciones de libranza, tales como bahías, buses y equipo de transformación. El proyecto planteado brinda una versatilidad a la Subestación Eléctrica que permite librar equipos manteniendo enlaces importantes en servicio y dentro de sus límites operativos, se mejora la Confiabilidad del sistema interconectado al soportarse contingencias sencillas.

De igual forma, se tiene una alta factibilidad de transferencia de carga en la propia Subestación Eléctrica, teniendo una flexibilidad de balanceo de carga, lo cual representa una ventaja a corto y largo plazo para el suministro de energía en las zonas Moctezuma y Casas Grandes, aunado a mejorar la regulación de voltaje en el área de influencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la reconfiguración y reubicación de bahías en 230 kV se revisó una opción alterna. El alcance en metas físicas de este proyecto consiste en lo siguiente:

- Instalación de 3 bahías en 230 kV incluyendo esquemas de protección para cambiar el arreglo de la SE Moctezuma a un arreglo en anillo con 4 buses, se puede utilizar la bahía existente del 99000.
- Instalación de 3 bahías adicionales en 115 kV para cambiar a un arreglo en anillo con 4 buses.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 235.05 millones de pesos de 2019 (12.20 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

En las Figuras 10.2.8.3 y 10.2.8.4 se muestran los arreglos propuestos tanto en 230 como 115 kV, respectivamente. Así como en el cuadro 10.2.8.2 sus respectivas metas físicas simplificadas.

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 (Alternativa 1) aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de 4.87, un Valor Presente Neto (VPN) de 429.57 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 38.44 %.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **2.04**, un VPN de **244.89 millones de pesos** y una TIR de **18.84 %**.

Figura 10.2.8.1. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 (sección en 230 kV)

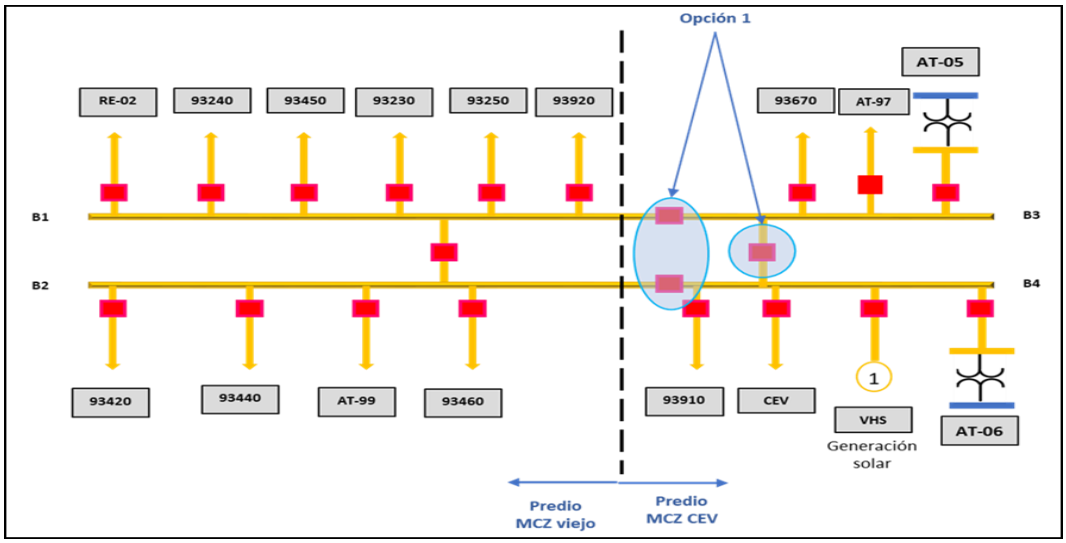
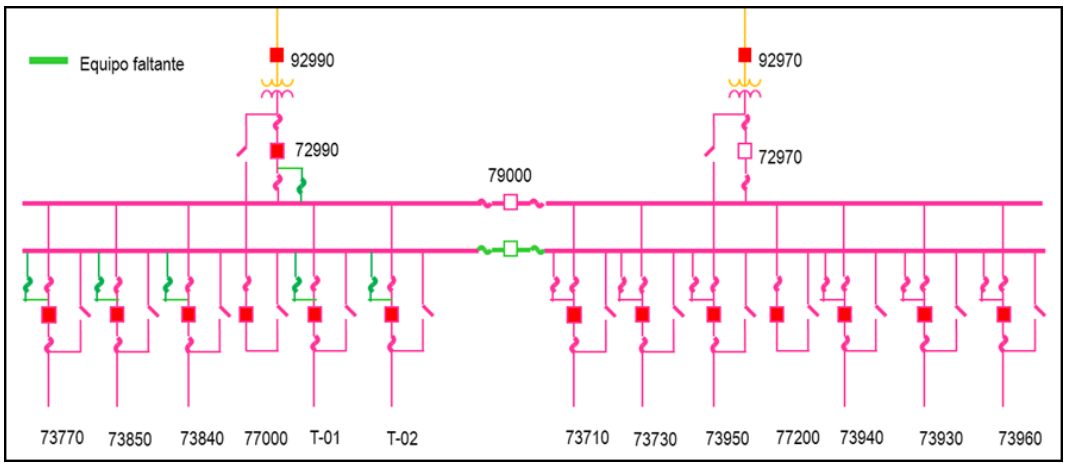


Figura 10.2.8.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 (sección en 115 kV)



Cuadro 10.2.8.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma	Bahía (nueva)	1	230	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (nueva)	1	230	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (nueva)	1	230	abr-20	abr-23
Moctezuma	Cuchillas (nueva)	6	115	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (nueva)	1	115	abr-20	abr-23

Figura 10.2.8.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2 (sección en 230 kV)

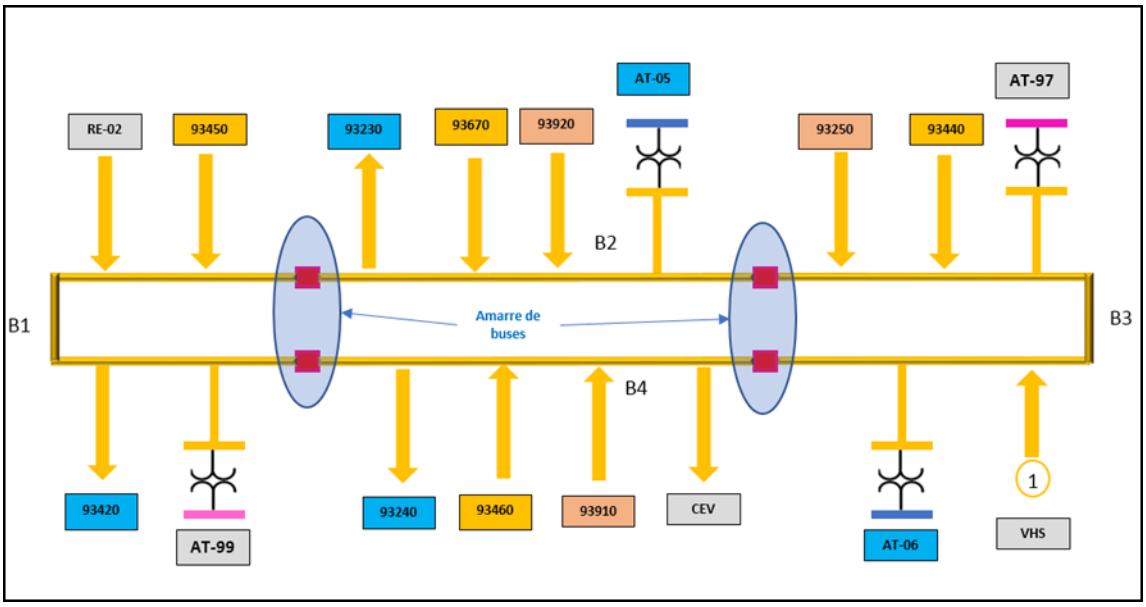
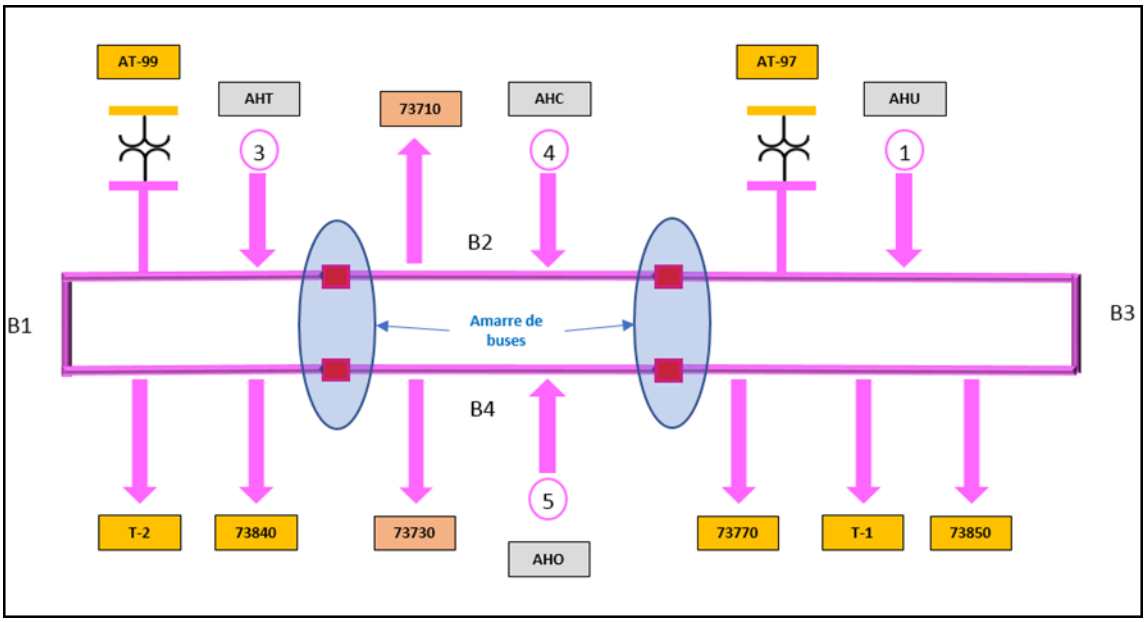


Figura 10.2.8.4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2 (sección en 115 kV)



Cuadro 10.2.8.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Moctezuma	Bahía (nueva)	3	230	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (reubicación)	Varias	230	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (nueva)	3	115	abr-20	abr-23
Moctezuma	Bahía (reubicación)	Varias	230	abr-20	abr-23

M20-NT2 Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango

Diagnóstico

Las SE: Cuadro de Maniobras International Wire (CMI), Vicente Guerrero (VGR), Cuadro de Maniobras la Parrilla (CMP), Charcos (CHA), Chalchihuites (CHL), y Sombrerete (SOM), además de 5 importantes consumidores de energía eléctrica: Minas del Toro (MDT), La Colorada (LCO), Sabinas (SAB), La Parrilla (LPA) y San Martín (MRT), se alimentan en forma radial desde la SE Durango II (DGD) por medio de la línea Durango II – 73940 – Cuadro de Maniobras International Wire.

Por otra parte, las SE: Cuadro de Maniobras Centauro (MAC), Amado Nervo (AMN), Cuadro de Maniobras La Parrilla (CMP) y La Parrilla (LPA) se alimentan en forma radial de la SE Jerónimo Ortiz Martínez, a través de la LT 73440 que conecta con la SE Maniobras Centauro (JOM-MAC). Aunque la SE Cuadro de Maniobras La Parrilla conecta con la SE Vicente Guerrero, se alimenta de forma radial desde Amado Nervo debido a que no se cuenta con un interruptor lado Vicente Guerrero (VGR) en la línea 73540 ni en Cuadro de Maniobras International Wire (CMI) en la línea 73940.

A parte de la falta de interruptores en las Subestaciones Eléctricas antes mencionadas, no es posible interconectar la trayectoria que une las SE Durango II con Jerónimo Ortiz Martínez ya que en gran parte de la trayectoria se tienen tramos de línea con calibre 4/0 ACSR (55 km aproximadamente, entre Cuadro de Maniobras Centauro y Vicente Guerrero), cuyo límite térmico es de 64 MVA, debido a que es una línea de antigüedad considerable (55 años aproximadamente) y el conductor tiende a elongarse más de lo normal. Por tales motivos, en caso de contingencia, en escenarios de alta demanda de la zona, podría rebasarse este límite.

Problemática que resolver

En la demanda máxima de la zona Durango para el año 2019 la carga de las Subestaciones Eléctricas mencionadas en la sección anterior fue de 80 MW, más lo que se tiene proyectado de incremento en la mina San Martín (MRT) en su reapertura (se estiman 12 MW adicionales).

Actualmente, ya se han presentado fallas al romperse la distancia dieléctrica con un alimentador de distribución; así como bajos valores de tensión, de hasta 109 kV, en las SE Cuadro de Maniobras International Wire, Mina San Martín, Mina Sabinas y en Sombrerete.

Además, ante situaciones de contingencia, como puede ser: la falla de un transformador de la SE Durango II o falla en la línea Durango II – 73940 – Cuadro de Maniobras International Wire y/o en la línea Cuadro de Maniobras

International Wire – 73540 – Vicente Guerrero, se tiene la estrategia de transferir la carga conectada en la SE Vicente Guerrero hacia la SE Jerónimo Ortiz Martínez, dicha carga puede llegar al orden de los 57 MVA en escenarios de demanda máxima, lo que aunado a la propia carga de las SE Amado Nervo y mina La Parrilla con una demanda aproximada de 16 MW ocasionan condiciones críticas en la cargabilidad del elemento con calibre 4/0 ACSR.

Las condiciones descritas ocasionan que exista una mayor elongación del conductor que deriva en mayores limitaciones de transmisión, ya sea por falla o ante indisponibilidades por mantenimiento; de igual forma las condiciones físicas de la red son causa de que se presenten bajas tensiones, y todo ello repercute en una disminución de la Confiabilidad en la zona.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización de tres líneas de transmisión a través de su recalibración (cambio de conductor y estructuras).

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de 211.86 millones de pesos de 2019 (11.00 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- 32.3 km de recalibración a conductor 477 ACSR y cambio de estructuras de la LT Cuadro de Maniobras Centauro - Amado Nervo.
- 11.8 km de recalibración a conductor 477 ACSR y cambio de estructuras de la LT Amado Nervo – Cuadro de Maniobras La Parrilla.
- 10.62 Km de recalibración a conductor 477 ACSR y Cambio de Estructuras de la LT Cuadro de Maniobras. La Parrilla – Vicente Guerrero.

- Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2021.

- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2022.

Análisis de Confiabilidad

Con la modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango se aumentará la Confiabilidad en el sistema eléctrico y aumentaría la capacidad de transmisión de energía sin arriesgar la integridad de las líneas de transmisión, así como mejorar la calidad de tensión.

Así mismo, se refuerza la infraestructura de la red para alimentar futuros centros de carga, o bien permitir el crecimiento normal de los actualmente conectados, dando condiciones de Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad en el servicio, contribuyendo a soportar el crecimiento de la demanda y dando certidumbre a la operación y supervisión en tiempo real de esta carga prioritaria.

Alternativas analizadas

Se revisó una alternativa de solución que consiste en reforzar y ampliar la red eléctrica mediante la construcción de una nueva línea de transmisión en 115 kV con una longitud de 80 km aproximadamente, donde las SE colaterales sean Jerónimo Ortiz Martínez y Vicente Guerrero, con sus dos nuevas bahías en las Subestaciones Eléctricas mencionadas. Se contempla que el derecho de vía de esta nueva

línea vaya muy cercano a las líneas actuales de la red actual, debiendo incluir el correspondiente pago del nuevo derecho de vía para los 80 km de longitud de la nueva Línea de Transmisión propuesta.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **299.810 millones de pesos de 2019** (15.56 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la **Alternativa 1** que consiste en la recalibración de las tres líneas de transmisión de conductor 4/0 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Con la recalibración de estas líneas de transmisión, en un total de 55 km, se asegura el suministro de la demanda en la zona de mayor crecimiento de la Zona de Operación de Transmisión Durango, así como el cumplimiento a la regulación de tensión en todas las Subestaciones Eléctricas de la zona cercano al nominal. En los cuadros 10.2.9.1 al 10.2.9.3 se muestran las metas físicas de cada alternativa y en la Figura 10.2.9.1 el Diagrama de la Alternativa 1.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.19**, un Valor Presente Neto (VPN) de **48.68 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **12.24 %**.

Cuadro 10.2.9.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Recalibración y cambio de estructuras a LT C.M. Centauro – 73370 – Amado Nervo	115	1	32.2	mar-21	mar-22	Norte
Recalibración y cambio de estructuras a LT Amado Nervo – 73350 – C.M. La Parrilla	115	1	11.8	mar-21	mar-22	Norte
Recalibración y cambio de estructuras a LT C.M. La Parrilla – 73570 – Vicente Guerrero	115	1	10.6	mar-21	mar-22	Norte
Total			**54.6**			

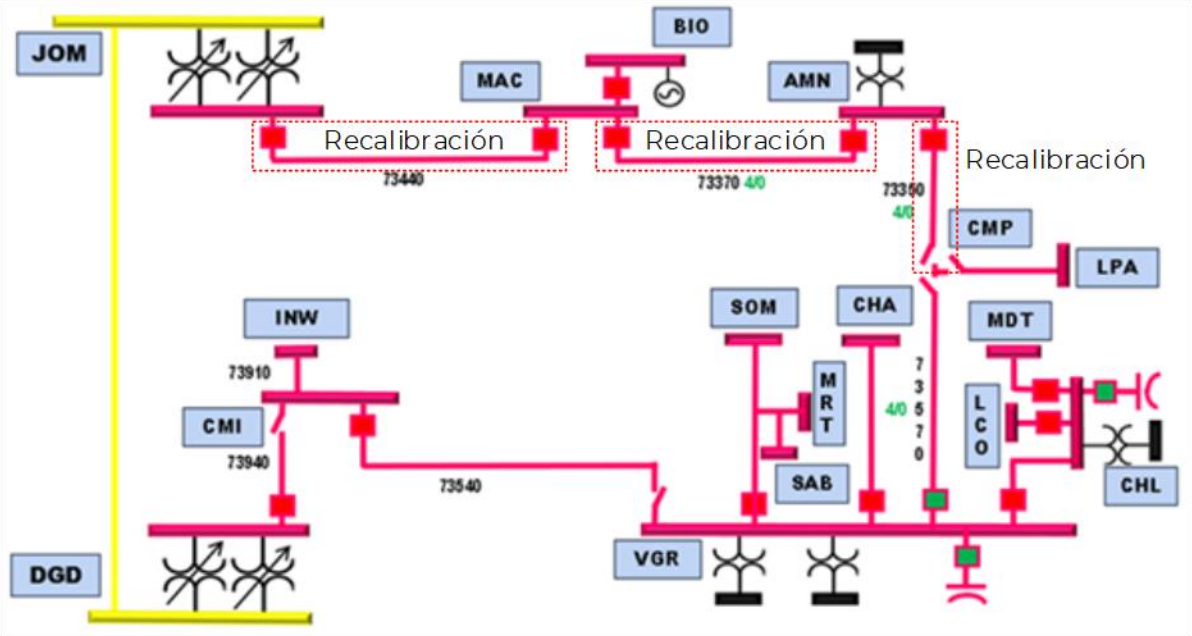
Cuadro 10.2.9.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LT Vicente Guerrero – Jerónimo Ortiz Martínez	115	1	80.0	mar-21	mar-22	Norte
Total			**80.0**			

Cuadro 10.2.9.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vicente Guerrero	Alimentador Ampliación	1	115	mar-21	mar-22	Norte
Jerónimo Ortiz Martínez	Alimentador Ampliación	1	115	mar-21	mar-22	Norte
Total		**2**				

Figura 10.2.9.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto de recalibración de líneas de transmisión en la zona Durango (Alternativa 1)



M20-NE1 Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste

Diagnóstico

En la Gerencia de Transmisión Noreste (GRTNE), existe un grupo numeroso de Subestaciones Eléctricas (SE) que no cuentan con esquemas de protección 87B, haciendo la operación en la zona más riesgosa al incumplimiento de las normas de calidad de suministro eléctrico.

Esto se debe a que en diversos proyectos de construcción de Subestaciones Eléctricas en la zona no se contempló la instalación de protecciones diferenciales en las barras, principalmente, por los costos que representaban, por la cantidad de alimentadores que se conectarían a la Subestación Eléctrica, el tipo y magnitud de carga que atendería, así como por las condiciones de la red de subtransmisión que en ese tiempo era operada por CFE Distribución.

Al irse ampliando dichas Subestaciones Eléctricas (en capacidad y conectividad), la implementación de estos esquemas de protección se ha convertido en una prioridad, debido a que, al existir una falla interna en la Subestación Eléctrica, la única forma de aislar la falla es a través de la operación de las protecciones de respaldo, abriendo red adicional (contigua a la Subestación Eléctrica afectada) que debilita la Confiabilidad del suministro. A la fecha, se han presentado pérdidas considerables de suministro de energía en zonas comerciales e industriales, disminuyéndose entradas económicas para la CFE y afectando a la sociedad de la zona de influencia.

Es relevante mencionar que la falta de estas protecciones ocasiona que la Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRT Noreste), como integrante

de la industria eléctrica (Transportista), se vea obstruida para operar y mantener sus instalaciones de transmisión de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Problemática que resolver

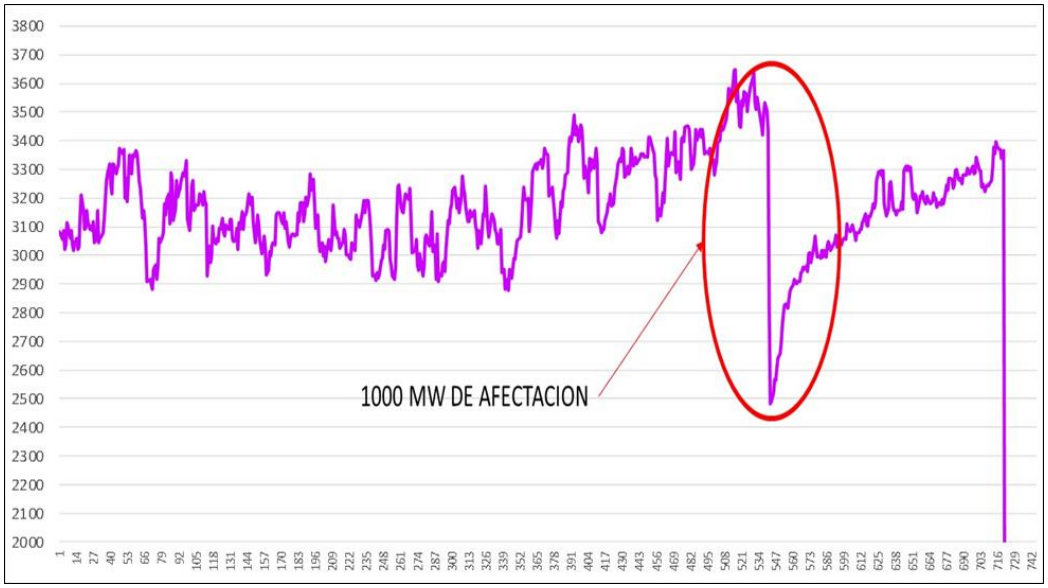
El punto de interconexión entre todos los elementos eléctricos que interactúan en una Subestación Eléctrica (Líneas, transformadores, capacitores y demás equipo eléctrico primario de una subestación) se hace en los buses o barras. A través de ellas se interconectan un gran número de elementos de la RNT y, ante condiciones de falla, se presentan altos niveles de corriente de corto circuito, por lo que el esquema de protección debe garantizar la eliminación de estas corrientes por seguridad del propio elemento y del sistema eléctrico en general.

De igual manera, se debe contar con un esquema de protecciones que discrimine cuando las fallas son externas, aún en condiciones de saturación de los Transformadores de Corriente (TC). Lo expuesto plantea la importancia de contar con un esquema de protección adecuado para liberar fallas con la menor afectación posible al sistema eléctrico y los equipos involucrados.

Actualmente, el no contar con los esquemas de protección adecuados en algunas de las SE de la GRT Noreste, ha generado que al tener alguna contingencia en alguna de estas instalaciones, la liberación de la falla tiene que ser a través de un esquema de respaldo de una o varias Subestaciones Eléctricas contiguas, con tiempos de operación de 300 a 450 milisegundos, lo que ha derivado en afectación de carga directa, ya que al operar estos esquemas de respaldo y abrirse interruptores de otras Subestaciones Eléctricas puede haber desconexión de carga cuando se tengan usuarios conectados en forma de derivaciones (taps) a lo largo de la línea que se abre. De forma paralela, pueden existir afectaciones de carga indirecta por la duración del abatimiento de potencial en la red, ya que no es liberada de forma correcta y en el tiempo adecuado.

En la Zona Metropolitana de Monterrey, ya se ha presentado esta situación y se ha tenido afectación de carga por abatimiento de voltaje cuando las fallas son liberadas por protecciones de respaldo. En los años 2018 y 2019 se han presentado fallas que han ocasionado la afectación indirecta de carga entre 500 y 1,000 MW (ver Figura 10.2.10.1).

Figura 10.2.10.1. Falla con afectación de carga indirecta en la Zona Saltillo – Monterrey ocurrida el 2 de febrero de 2018 (por falla del bus B de 115 kV en la SE Tampiquito)



Características del Proyecto

El proyecto consiste en la incorporación de los esquemas diferenciales 87B en las Subestaciones Eléctricas de 115 kV y 138 kV que actualmente no cuenten con la protección. El propósito de la incorporación de este esquema de protecciones es liberar fallas eléctricas en transformadores de potencial, transformadores de corriente, cuchillas, interruptores o en el mismo bus, que pongan en riesgo la funcionalidad de estos equipos eléctricos primarios y lograr desconectar el bus en los tiempos adecuados, evitará daños permanentes en estos elementos.

El proyecto tiene un costo de inversión de **68.873 millones de pesos de 2019** (3.576 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El uso y aplicación en la diversidad de arreglos de protección están definidos en La especificación de CFE V6700-62 “Tableros de protección, control, medición, supervisión y registro para unidades de generación y subestaciones eléctricas” y en la especificación CFE 00200-02, “Diagramas unifilares para arreglo de subestaciones”; así como en procedimiento ST – 87B -01 “Criterios de ajuste y configuración para la aplicación del esquema de protección diferencial de barras en subestaciones”.

Por lo tanto, el alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) de Diferencial de Bus (87B) en las Subestaciones Eléctricas de 115 kV y 138 kV que no cuentan con el esquema diferencial barras.
- Instalación del cable de control necesario para el punto anterior

- Fecha necesaria de entrada en operación (proyecto completo): abril 2021.

- Fecha factible de entrada en operación (proyecto completo): abril de 2025.

Se planea el incorporar las protecciones por grupos de Subestaciones Eléctricas, en un periodo de 5 años a partir del año 2021 y concluyendo en el año de 2025, de acuerdo con el programa mostrado en los cuadros 10.2.10.1 al 10.2.10.5.

Cuadro 10.2.10.1. Grupo de Subestaciones en la cuales se implementarán las protecciones 87B en 2021

Zona de Transmisión	Zona de Distribución	Subestación Eléctrica	Número de Bahías	Costo unitario (pesos)
Monterrey Poniente	Metropolitana Poniente	Cumbres Poniente	3	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Poniente	Solidaridad	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Poniente	Modelo	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Poniente	San Martín	3	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	Prolec	4	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	La Fe	4	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	Monte Kristal	4	$1,229,879
Monclova	Monclova	Acero	6	$1,229,879
Río Escondido	Piedras Negras	Acuña	5	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Anzalduas	6	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Jarachina	7	$1,229,879
Total				**$13,528,669**

Cuadro 10.2.10.2. Grupo de Subestaciones en la cuales se implementarán las protecciones 87B en 2022

Zona de Transmisión	Zona de Distribución	Subestación Eléctrica	Número de Bahías	Costo unitario (pesos)
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Nueva Escobedo	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Girasoles	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	El Canadá	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Estrella	7	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	Villa Juárez II	4	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	Juárez Norte	3	$1,229,879
Monterrey Oriente	Metropolitana Oriente	Josefa Zozaya	4	$1,229,879
Monclova	Monclova	Regidores	3	$1,229,879
Río Escondido	Piedras Negras	Fuentes	5	$1,229,879
Frontera	Reynosa	México	4	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Orizatlán	3	$1,229,879
Total				**$13,528,669**

Cuadro 10.2.10.3. Grupo de Subestaciones en la cuales se implementarán las protecciones 87B en 2023

Zona de Transmisión	Zona de Distribución	Subestación Eléctrica	Número de Bahías	Costo unitario (pesos)
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Ciénega de Flores II	3	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Topochico	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Norte	Félix U. Gómez	5	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Oriente	Mezquital	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Metropolitana Oriente	Finsa Guadalupe	4	$1,229,879
Monclova	Monclova	Xochipilli	6	$1,229,879
Río Escondido	Piedras Negras	Parque Industrial Acuña	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Parque Industrial	5	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Petrolera	5	$1,229,879
Monterrey Oriente	Montemorelos	Allende	5	$1,229,879
Monterrey Oriente	Montemorelos	Linares	4	$1,229,879
Total				**$13,528,669**

Cuadro 10.2.10.4. Grupo de Subestaciones en la cuales se implementarán las protecciones 87B en 2024

Zona de Transmisión	Zona de Distribución	Subestación Eléctrica	Número de Bahías	Costo unitario (pesos)
Monterrey Poniente	Saltillo	Agua Nueva	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Las Brisas	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Capellanía	3	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Morelos	3	$1,229,879
Río Escondido	Piedras Negras	Puente Internacional	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Parque Industrial Colonial	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Parque Industrial Prologis	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Río Bravo Poniente	3	$1,229,879
Monterrey Oriente	Montemorelos	Montemorelos	3	$1,229,879
Monterrey Oriente	Montemorelos	Villa de Santiago	6	$1,229,879
Monterrey Oriente	Mante	Mante	7	$1,229,879
Total				**$13,528,669**

Cuadro 10.2.10.5. Grupo de Subestaciones en la cuales se implementarán las protecciones 87B en 2025

Zona de Transmisión	Zona de Distribución	Subestación Eléctrica	Número de Bahías	Costo unitario (pesos)
Monterrey Poniente	Saltillo	Parque Industrial Amistad	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Parque Industrial Santa María	5	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Ramos Arizpe	6	$1,229,879
Monterrey Poniente	Saltillo	Zapaliname	5	$1,229,879
Río Escondido	Nuevo Laredo	Finsa Laredo	3	$1,229,879
Río Escondido	Nuevo Laredo	Ojo Caliente	4	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Ricsa	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Verde Corporate	3	$1,229,879
Frontera	Reynosa	Villa Florida	4	$1,229,879
Monterrey Poniente	Montemorelos	Ladrillera	4	$1,229,879
Tampico	Mante	El Salto	6	$1,229,879
Monterrey Oriente	Victoria	El Olivo	5	$1,229,879
Total				**$14,758,548**

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto, se esperan los siguientes beneficios:

- Robustecer la Red de Subtransmisión, así como la Red Nacional de Transmisión, favoreciendo la coordinación de protecciones.
- Incremento en la disponibilidad, seguridad, y Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión y la Red de Subtransmisión.
- Disminuir las afectaciones de energía eléctrica a usuarios de alta, tensión y residenciales.
- Disminuir los daños a equipo primario.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido al tipo de proyecto y la problemática que atiende, no existe una alternativa que se pueda comparar. Por tal motivo se considera como caso de referencia la condición actual, con la falta de protecciones y su respectivo costo en la Confiabilidad del suministro. Como parte de este proyecto, se realizó un levantamiento de las Subestaciones Eléctricas que no cuentan con protección 87B determinando el alcance y características del proyecto. Se prepararán los expedientes necesarios para el proceso de licitaciones, así como las características particulares de los equipos a licitar. Se llevará a cabo el

proceso de adquisición de todos los suministros necesarios para el proyecto considerando las entregas y trabajos requeridos. Se considerarán las licencias para llevar a cabo las actividades que lo ameriten, así como la coordinación de la puesta en servicio.

Alternativa 1. Instalación de protección 87B en Subestaciones Eléctricas de acuerdo con su mayor índice de fallas.

De acuerdo con la estadística de fallas en bus y las afectaciones de suministro de energía que se han presentado en la red de subtransmisión, el proyecto comienza con la modernización de los esquemas de protección 87B en las Subestaciones Eléctricas con la mayor cantidad de eventos y con mayor porcentaje de Energía no Suministrada, SAIDI y SAIFI.

Análisis beneficio-costo

Dadas las condiciones del proyecto de modernización, no es posible realizar una evaluación económica al ser un esquema de protección normalizado de acorde a los estatutos vigentes y ser mandatorio en las especificaciones definidas por CFE. Por lo anterior, los resultados de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Costo Beneficio (B/C) no se aplican para la determinación del proyecto.

Beneficios

Los beneficios tangibles al implementar el proyecto son:

- Incremento en la Confiabilidad y continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica, al implementar la protección en las Subestaciones Eléctricas.
- Posibilidad de implementar en forma programada los equipos.
- Imagen ante los usuarios, ya que el contar con estos equipos permite reducir los tiempos de afectación.
- Ahorros en Energía no servida en falla sin y con el proyecto.

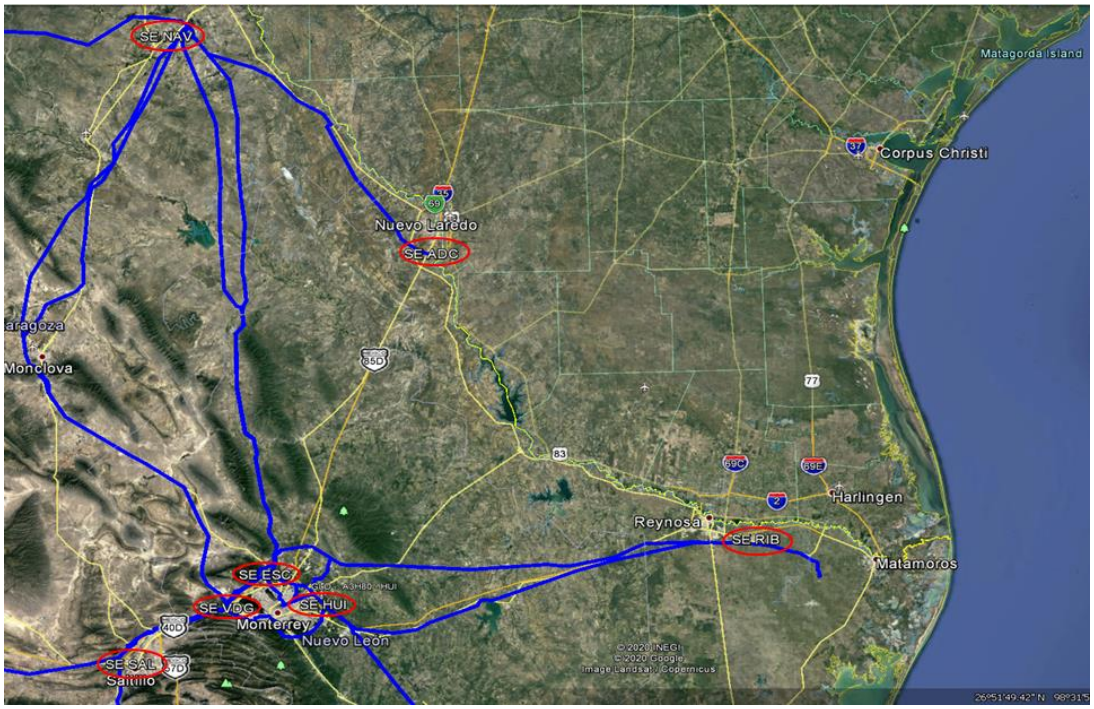
Se valora a 2,600 dólares/MWh (valor determinado en el “Aviso por el que se da a conocer la política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía” –DOF 28/feb/2017) y es el estimativo de los perjuicios netos ocasionados a la economía en su conjunto, derivados de cortes intempestivos en el suministro de energía menos el costo de la infraestructura necesaria para conducir la energía al usuario final.

M20-NE2 Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil

Diagnóstico

La Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRTNE) a través de sus cinco Zonas de Transmisión ubicadas en los Estados de Nuevo León, Coahuila y parte de Tamaulipas, tiene bajo su responsabilidad operativa 46 Subestaciones Eléctricas (SE), las cuales funcionan con voltajes de 400, 230, 138, y 115 kV. Estas instalaciones albergan 1,467 interruptores, bancos de transformación y equipo afín con una potencia total de 26,746 MVA, 5,254 cuchillas, 7,350 transformadores de instrumentos y más de 6,000 kilómetros de líneas de transmisión. La figura 10.2.11.1 muestra la disposición de la GRTNE.

Figura 10.2.11.1. Ubicación y disposición geográfica de la red troncal perteneciente a la GRTNE



Toda esta infraestructura sirve para suministrar energía al área noreste del país, transferir energía a otras regiones, servir de enlace y punto de interconexión de Centrales Eléctricas, además de integrar enlaces de fibra óptica para la operación y control del sistema eléctrico.

Para el caso particular de los transformadores de potencia, estos equipos son de extrema importancia en la red eléctrica; una falla o interrupción en uno de estos equipos puede causar un corte de suministro de energía en un área muy grande afectando a miles de clientes. Con frecuencia, además de causar una interrupción, la falla del transformador puede tener impactos externos como pueden explosiones, incendios, daños a equipos a su alrededor y a la propiedad.

En la práctica, la vida útil de los transformadores suele ser de 40 años, aproximadamente, al ser superada esta

edad los equipos quedan expuestos a fallas mayores, de difícil reparación y requiriendo cada vez más mantenimiento por lo que es recomendable la sustitución de los equipos para garantizar su operación confiable.

Dentro de las Subestaciones Eléctricas de la GRTNE, se cuentan 7 que tienen transformadores cuya vida útil ya se alcanzó (40 años o más). Estas son: Huinalá, Villa de García, Saltillo, Escobedo, Arroyo del Coyote, Nava y Río Bravo.

La SE Huinalá está ubicada en el municipio de Pesquería, Nuevo León; con adscripción a la Zona de Transmisión Monterrey. La Subestación Eléctrica es de 400 kV, cuenta con siete bancos de transformación, 2 enlaces en 115 kV hacia 3 unidades de generación, 2 enlaces en 230 kV hacia 3 unidades de generación, 5 líneas de 400 kV, 2 líneas de 230 kV y 8 líneas de 115 kV.

La SE Villa de García es una instalación del tipo convencional perteneciente a la Zona de Transmisión Monterrey Poniente. Esta instalación cuenta con dos bancos de transformación 400/230/13.8 kV de 375 MVA de capacidad total cada uno, también tiene un banco de 375 MVA con relaciones 400/115/34.5 kV; dos bancos de reactores monofásicos y dos reactores trifásicos en 400 kV, ocho líneas de Transmisión de 400 kV, cinco de 230 kV y ocho en 115 kV.

La SE Saltillo está ubicada en la ciudad de Saltillo, Coahuila, con adscripción al Sector Saltillo de la Zona de Transmisión Monterrey Poniente. La Subestación Eléctrica es de 230 kV, contando con 2 bancos de transformación conformado por unidades monofásicas, 2 bancos de transformación trifásicos (115/13.8-30 MVA) 1 banco de transformación trifásico (115/13.8-20 MVA), 1 banco de transformación trifásico (115/34.5-30 MVA), 3 Líneas de 230 Kv, 7 Líneas de 115 Kv y un banco de capacitores de 45 MVAr.

La SE Arroyo del Coyote, es responsabilidad de la Zona de Transmisión Río Escondido, Sector Nuevo Laredo. Es una instalación del tipo convencional que cuenta, en el voltaje de 400 kV, con un banco de transformadores de 400/138 kV con una capacidad de 375 MVA y un banco de rectores de 62 MVAr; por otro lado, en el voltaje de 230 kV, cuenta con dos bancos de transformadores de 230/138 kV con una capacidad total de 200 MVA y un banco de reactores con una capacidad de 18 MVAr operando en 230 kV.

La SE Nava está ubicada en la ciudad de Nava, Coahuila con adscripción a la Zona de Transmisión Río Escondido en la Gerencia Regional de Transmisión Noreste, la Subestación Eléctrica opera en los niveles de tensión de 230 kV y 138 kV, cuenta con 2 bancos de transformación, 4 líneas de 230 kV y 3 líneas de 138 kV.

La SE Escobedo es de tipo convencional y actualmente tiene una antigüedad mayor a treinta y cinco años. En el año de 1993 se incorpora el voltaje de 400 kV a la infraestructura existente, la instalación está ubicada en el municipio del Carmen, Nuevo León, siendo responsabilidad operativa de la Zona de Transmisión Monterrey Poniente. La instalación opera en los niveles de tensión de 400/230/115 kV y está conformada por los siguientes equipos: 2 bancos de transformadores de 230/115/13.8 kV de 100 MVA cada uno, 2

bancos de transformación de 400/115/34.5 kV de 375 MVA, adicionalmente cuenta con un banco de capacitores en el voltaje de 115 kV de 45 MVAr, ocho líneas de transmisión de 400 kV, cuatro líneas de 230 kV y trece líneas de 115 kV.

La SE Río Bravo está ubicada en la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con adscripción a la Zona de Transmisión Frontera Tamaulipas en la Gerencia Regional de Transmisión Noreste, la Subestación Eléctrica es de 230 kV, cuenta con un banco de transformación 230/138/13.8 kV de 140 MVA, 4 Unidades de Central Eléctrica, 1 Banco de Capacitores 138 kV-30 MVAr, 4 Líneas de 230 kV y 6 Líneas de 138 kV.

Problemática que resolver

La problemática que se presenta actualmente es debida a que varias unidades de transformadores que conforman la red de transformación de la GRTNE han rebasado su vida útil en operación, con antigüedades de 40 años o más y que ya empiezan a perder cierto grado de Confiabilidad, por lo que representan un riesgo para la continuidad del servicio. Además, debido a que son fuentes de aportación de corrientes de corto circuito (fallas) y esta ha incrementado con el paso del tiempo, se pueden presentar fallas que resulten en indisponibilidades permanentes o muy prolongadas ya que los equipos están cercanos a cumplir con su vida útil.

Cuando suceden fallas de unidades de algún banco, el suministro de energía al sistema se verá comprometido debido a los tiempos prolongados que se requieren para libranza del equipo; aunado a los tiempos requeridos para el diagnóstico, traslado, reparación y nueva puesta en servicio, esto además de los trámites de siniestro y administrativos que se requieren llevar a cabo para su reposición. Dependiendo del tipo de falla que se tenga en el banco lo tiempos que se pueden llegar a tener por indisponibilidad son muy variables, pero pueden prolongarse hasta 12 meses o más, tal es el caso de los transformadores de las SE Nueva Rosita y Nava, lo cuales ya llevan más de un año fuera de servicio a causa de una falla.

En el cuadro 10.2.11.1, se identifican los bancos con más de 40 años de servicio en operación actual y que son prioritarios para considerar su reemplazo ya que impactarían en la continuidad del servicio si sufrieran daño dos unidades integrantes del banco.

Cuadro 10.2.11.1. Transformadores para sustituir en la GRTNE.

Zona de Transmisión	Subestación	Banco	Relación de Transformación	MVA	Año de Puesta en Servicio
Monterrey Oriente	Huinalá	AT07	400/230	375	1978
	Huinalá	AT08	230/115	100	1976
Monterrey Poniente	Villa de García	AT02	400/230	375	1978
	Saltillo	AT02	230/115	100	1972
	Escobedo	AT03	230/115	100	1980
Río Escondido	Arroyo del Coyote	AT04	230/138	100	1979
	Nava	AT03	230/138	40	1980
Frontera Tamaulipas	Río Bravo	AT06	230/138	140	1981

Características del Proyecto

Se hace la propuesta del remplazo por equipo nuevo de los bancos Huinalá AT07, Huinalá AT08, Villa de García AT02, Escobedo AT03, Nava AT03, Saltillo AT02, Arroyo del Coyote AT04 y Río Bravo AT06.

La sustitución de los bancos de transformación se hará de acuerdo con la programación mostrada en el cuadro 10.2.11.2.

Se espera mantener la estabilidad de la red eléctrica y la continuidad del servicio, sin la necesidad de disparar carga ante la pérdida temporal a largo plazo de algún banco de transformación, por la falla de dos unidades integrantes. La sustitución de las unidades con más de 40 años de servicio en los bancos de transformación garantiza la transformación en los nodos importantes de la RNT.

El proyecto tiene un costo de inversión de **754.319 millones pesos de 2019** (39.165 millones dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El desglose de los costos del proyecto se muestra en el cuadro 10.2.11.3.

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Retiro de unidades de transformación considerando vaciado de aceite y desvestido de equipo auxiliar.
- Cableado y conexionado de cable de control.
- Instalación y conexión de fibra óptica (F.O.).
- Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) para transformadores de potencia en las 8 (ocho) Subestaciones Eléctricas.
- Implementación de Lógicas Seguras para dispositivos de protección del transformador de potencia.
- Puesta en servicio.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023 a abril de 2029.

Cuadro 10.2.11.2. Orden planeado para la sustitución de transformadores de potencia por término de su vida útil en la GRTNE

Banco de Transformación	Zona de Transmisión	Fecha de adquisición	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huinalá AT08	Monterrey Oriente	ago-22	abr-23	Noreste
Nava AT03	Río Escondido	ago-22	ago-23	Noreste
Huinalá AT07	Monterrey Oriente	ago-23	abr-24	Noreste
Saltillo AT02	Monterrey Poniente	ago-23	abr-24	Noreste
Arroyo del Coyote AT04	Río Escondido	ago-24	abr-25	Noreste
Villa de García AT02	Monterrey Poniente	ago-24	abr-25	Noreste
Río Bravo AT06	Frontera	ago-25	abr-26	Noreste
Escobedo AT03	Monterrey Poniente	ago-27	abr-29	Noreste

Cuadro 10.2.11.3. Costo por banco de Transformación (Pesos)

Zona	Subestación	Banco	Costo del Banco	Costo de P, C y M	Costo Total
Monterrey Oriente	Huinalá	AT07	$130,580,447.91	$5,000,000.15	$135,580,448.06
	Huinalá	AT08	$80,857,517.04	$5,000,000.15	$85,857,517.19
Monterrey Poniente	Villa de García	AT02	$130,580,447.91	$5,000,000.15	$135,580,448.06
	Saltillo	AT02	$80,857,517.04	$5,000,000.15	$85,857,517.19
	Escobedo	AT03	$80,857,571.04	$5,000,000.15	$85,857,571.19
Río Escondido	Arroyo del Coyote	AT04	$88,943,268.74	$5,000,000.15	$93,943,268.89
	Nava	AT03	$23,805,276.71	$5,000,000.15	$28,805,276.86
Frontera Tamaulipas	Río Bravo	AT06	$97,837,595.62	$5,000,000.15	$102,837,595.77
Total					**$754,319,643.21**

Análisis de Confiabilidad

Con la implementación del proyecto se espera mantener la Confiabilidad de la red eléctrica y continuidad del servicio, sin la necesidad de recurrir a los cortes carga ante la pérdida temporal o definitiva de algún banco de transformación, considerando que se presente falla en dos unidades monofásicas. La sustitución de las unidades de bancos de transformación con más de 40 años de servicio y con indicativos de alta degradación en sus características de diseño originales previene la ocurrencia de indisponibilidades prolongadas de los equipos, garantizando un grado de Confiabilidad adecuado para el proceso de transformación en nodos importantes de la RNT.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Dadas las condiciones de equipos con antigüedad tan elevada, es preciso considerar que las fallas esperadas (internas o en elementos colaterales) ocasionarán cada vez daños más severos en la unidad. Por lo tanto, como Alternativa 2 se consideraría realizar la reparación y/o mantenimiento mayor de cualquier unidad que llegase a fallar.

En este sentido, el mantenimiento mayor o reparación para este tipo de unidades solo sería posible realizarlo en la planta o laboratorio de algún prestador de servicios especializado. Esto se debe a que regularmente se requiere de: inspecciones internas de la unidad, incluyendo devanados y núcleo, embobinados nuevos, sustituciones o reparaciones de dispositivos de alarma y protección, aceite, moto ventiladores, traslados, entre otros.

Lo antes descrito representa dificultades técnicas y de operación que hacen poco factible la consideración de esta alternativa como solución viable, ya que los tiempos para su realización pueden prolongarse de manera notable, dependiendo de la severidad de la falla, la disponibilidad de piezas, el lugar y la distancia de traslado, así como la disponibilidad del prestador de servicio.

De acuerdo con las experiencias recientes (Nava y Nueva Rosita) los periodos de las reparaciones se pueden tomar hasta 12 meses o más, lo cual ha dejado vulnerable al sistema eléctrico ante fallas y/o mantenimientos por periodos largos de tiempo.

El costo promedio de inversión para una reparación de un banco de transformación es alrededor de 21.847 millones pesos de 2019 por cada unidad de transformación. Si se considera que eventualmente se necesitaría la reparación o el mantenimiento mayor de todos los bancos, el costo de inversión total del proyecto sería de 349.550 millones de pesos que equivalen a 18.146 millones de dólares, considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar y tomando en cuenta el servicio de dos unidades monofásicas de cada banco.

Aunque económicamente resulta atractivo realizar reparaciones, la opción de esperar fallas del equipo para llevarlas a reparación resulta inviable, ya que involucraría tiempos demasiado largos de indisponibilidad del banco.

Debido a esto, la Alternativa 1 que consiste en la sustitución de los bancos de transformación por unidades nuevas que se propone en esta ficha, es la opción más viable para esta condición.

Análisis beneficio-costo

Por las características de modernización del proyecto (sustitución por obsolescencia) y por la imperante necesidad de sustituir los equipos, una evaluación económica en cualquiera de las dos alternativas no es aplicable para determinar factibilidad, de tal manera, no es posible determinar los parámetros tradicionales que la evaluación económica arroja.

M20-BC1 Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV

Diagnóstico

La SE Ciprés (CIP) fue energizada por primera vez en el año 1978, siendo desde entonces y hasta la fecha una de las instalaciones más importantes para el suministro de energía eléctrica del municipio de Ensenada. En el nivel de voltaje de 230 kV tiene un arreglo de barras de Barra Principal y Barra de Transferencia, que sirve para la conexión de 2 Líneas de Transmisión y 2 Autotransformadores 230/115 kV y en el nivel de tensión de 115 kV tiene Arreglo de Barra Principal y Barra de Transferencia con 6 Líneas de Transmisión, 1 Transformador reductor 115/13.8 kV, 1 Transformador elevador de una unidad de Generación con relación de transformación 115/13.8 kV y un Banco de Capacitores de 15 MVAr.

En 2016 se desarrolló el proyecto “Iberdrola Energía Baja California" de la empresa Iberdrola Energía Baja California S.A. de C.V., con una capacidad de generación de 324 MW con un ciclo combinado en el municipio de Ensenada, siendo la SE Ciprés una de las Subestaciones Eléctricas donde se inyecta dicha generación.

Actualmente, ante contingencias sencillas de transformación, se presentan sobrecargas en Líneas de Transmisión, Transformadores de Potencia, así como bajos voltajes, provocando la operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) en la RNT, disparando circuitos de media tensión e Interruptores de Líneas con afectación de varias Subestaciones Eléctricas y afectando a más de 90 mil usuarios.

Respecto de los arreglos de barras existentes, no se tiene la Confiabilidad y flexibilidad necesarias para la importancia de la instalación, ya que una falla en cualquiera de los buses necesariamente implica un fuerte disturbio en el Sistema Eléctrico, que incluye la afectación directa de carga.

Problemática que resolver

La SE Ciprés, operando con barra principal y barra de transferencia en 230 kV y ante la falla en la barra se afectan 200 MVA de la Zona Ensenada y se sobrecarga al 150 % la transformación de SE Lomas (LOS) lo que ocasiona que opere el EAR 51 afectando en primera instancia las SE Colonet (COE), San Quintín (SQN) y San Simón (SMN). En caso de permanecer la sobrecarga se afectan las SE Trinidad (TRI), San Matías (SMA), San Felipe (SAF) y un usuario en 115 kV. Posteriormente, afectaría la SE Ciprés en los circuitos de media tensión de 4125, 4135, 4165, 4175 y 4185 así como a la carga de Cementos México (CME) y por último afectaría las SE Maneadero (MND), San Vicente (SVE) con una afectación total de 125 MW, la única forma de descargar la sobrecarga en el transformador de la SE Lomas es afectando carga, ya que la unidad turbogás instalada en la SE Ciprés, requiere entre 30 y 40 minutos para sincronizarla al sistema y su capacidad es de 27 MW.

La SE Ciprés, operando con barra principal y barra de transferencia en 115 kV y ante falla en la barra de 115 kV se afectan de forma directa 200 MVA de transformación y se afectan las SE Maneadero, San Vicente, Cañón, Colonet, San Simón, San Quintín, Trinidad, San Felipe, la carga de la Minera San Felipe en 115 kV, el Parque Eólico San Matías (30 MW), los usuarios

del Transformador T60 de la SE Ciprés y la Unidad 1 en la SE Ciprés, afectando un total de 125 MW de carga.

La SE Ciprés suministra todo el sector del Sur de la zona Ensenada, con líneas de transmisión muy largas y distantes de la ciudad de Ensenada y ante falla de bus se interrumpen 413 km de línea, 10 Subestaciones Eléctricas que alimentan cargas y servicios en su mayoría agrícolas y turísticos, afectación a la Compañía Minera Real de Ángeles en San Felipe, la empresa CEMEX, además de interrumpir el servicio de energía del Puerto de San Felipe. Cabe mencionar la pérdida de los servicios propios de la SE Ciprés que se utilizan para energizar la Central Eléctrica Turbogás Ciprés y que permiten realizar el arranque Negro es de vital importancia ante colapsos del Sistema Eléctrico Baja California.

Por lo anterior, se requiere operar la Subestación Eléctrica Ciprés con un arreglo de barras que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas y no se tengan afectaciones por disparo de líneas de transmisión o la pérdida de transformación reduciendo considerablemente la pérdida de carga que dan servicio en líneas de transmisión de 230 y 115 kV y así mejorando los indicadores (SAIDI y SAIFI).

Características del Proyecto

El proyecto consiste en el cambio de arreglo de buses en niveles de tensión de 115 kV y 230 kV de la SE Ciprés; cambiando de Bus Principal – Bus Transferencia (BP-BT), por un arreglo que proporcione mayor Confiabilidad a Bus Principal – Bus Auxiliar (BP-BA), mediante la instalación de equipo eléctrico primario que se requiere en cada una de las bahías de 115 y 230 kV para poder operar con el nuevo arreglo.

El proyecto tiene un costo de inversión de **31.994 millones de pesos de 2019** (1.660 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Completar todas las bahías de 115 kV y 230 kV con Equipo Eléctrico Primario y tableros de protecciones, control, y comunicaciones que se requieran para poder operar con Arreglo de Bus Principal – Bus Auxiliar (BP – BA).
- Instalación de Equipo Eléctrico Primario, 11 juegos de Cuchillas en 115 kV, 14 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 115 kV para interruptor de Amarre, 24 Transformadores de potencial Inductivo en 115 kV para Bus Auxiliar, Obra civil y Electromecánica.
- 4 juego de Cuchillas en 230 kV, 12 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 230 kV para interruptor de Amarre, 6 Transformadores de potencial Inductivo en 230 kV para Bus Auxiliar, Obra civil y Electromecánica.
- Suministro e Instalación de Tablero PCyM (Una Sección tipo LT-7-87L-87L-PA-IN, para las bahías CIP-73110, CIP-73210 y CIP-73250), (Dos secciones tipo LT-7-87L-21-PA-IN, para las bahías CIP-73180 y CIP-73260), (Una Sección tipo IA-7-PA-IN, para el interruptor de amarre o transferencia CIP-79990), (Una Sección tipo CP-7-PA-IN, para el banco de capacitores 75030 en S.E. CIP), (Dos Secciones especiales tipo

Enlace 115 kV, para arreglo con barra principal y auxiliar, para las bahías CIP-71010 y CIP-72600, Cada una de estas secciones debe contar con los siguientes dispositivos: LAN Switch, Relevador de protección contra falla de interruptor (50FI/50FO), Módulo de Control y Adquisición de Datos (MCAD), Medidor multifunción), (Dos secciones tipo TT-PA-PA-IN, para los bancos de autotransformadores AT50 y AT70 en S.E. CIP), (Una Sección tipo LT-9-87L-87L-PA-IN, para la bahía CIP-93540), (Una Sección tipo LT-9-87L-21-PA-IN, para la bahía CIP-93680), (Una Sección tipo IA-9-PA-IN, para el interruptor de amarre o transferencia CIP-99990).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el abasto del suministro eléctrico, Confiabilidad del sistema y disponibilidad de equipo, garantizando la flexibilidad operativa y la calidad en el servicio de suministro, beneficiando a los clientes de la Zona Transmisión Costa.

Con el proyecto se evitará la operación con baja Confiabilidad debido a la condición actual en la que se encuentra la SE Ciprés.

Operando la Subestación Eléctrica con arreglo de bus principal y bus auxiliar en 230 kV, la contingencia sencilla no provoca sobrecarga en la transformación de la SE Lomas y por consecuencia no se tendrá la afectación de 17 MW de carga y 13,814 usuarios de forma directa y 25 MW de carga por telecontrol para llevar el AT-20 de SE Lomas al 100% de su capacidad mientras sincroniza la Unidad 1 de SE Ciprés, ya que ante la falla en alguna de las barras solo se afectaría una línea de transmisión y un transformador, dejando la mitad de los equipos en servicio lo que incrementa la seguridad del suministro como lo establece el Código de Red.

Adicionalmente, la SE Ciprés es un nodo de gran importancia por la inyección de 324 MW de generación del Ciclo Combinado La Jovita que se encuentra interconectada entre las SE Presidente Juárez y SE Ciprés.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

La solución técnica resulta en la modernización del arreglo de barras de la SE Ciprés para ofrecer mayor Confiabilidad y continuidad de servicio a la RNT y es de gran importancia local y regional.

Se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación en SE Lomas y la construcción de la LT Lomas - Maneadero en 115 kV, su alcance contempla el suministro e instalación de un Banco monofásico de Autotransformadores (230/115/13.8 kV) de 100 MVA, una bahía en 115 y 230 kV, para la línea se considera una longitud

de 22 km (1C-795-ACSR-TA), una bahía en SE Lomas y otra en SE Maneadero.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **159.535 millones de pesos de 2019** (8.281 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **"Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés"**, 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 "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **3.79**, un Valor Presente Neto (VPN) de **35.95 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **39.11 % para el Bus de 115 kV**.

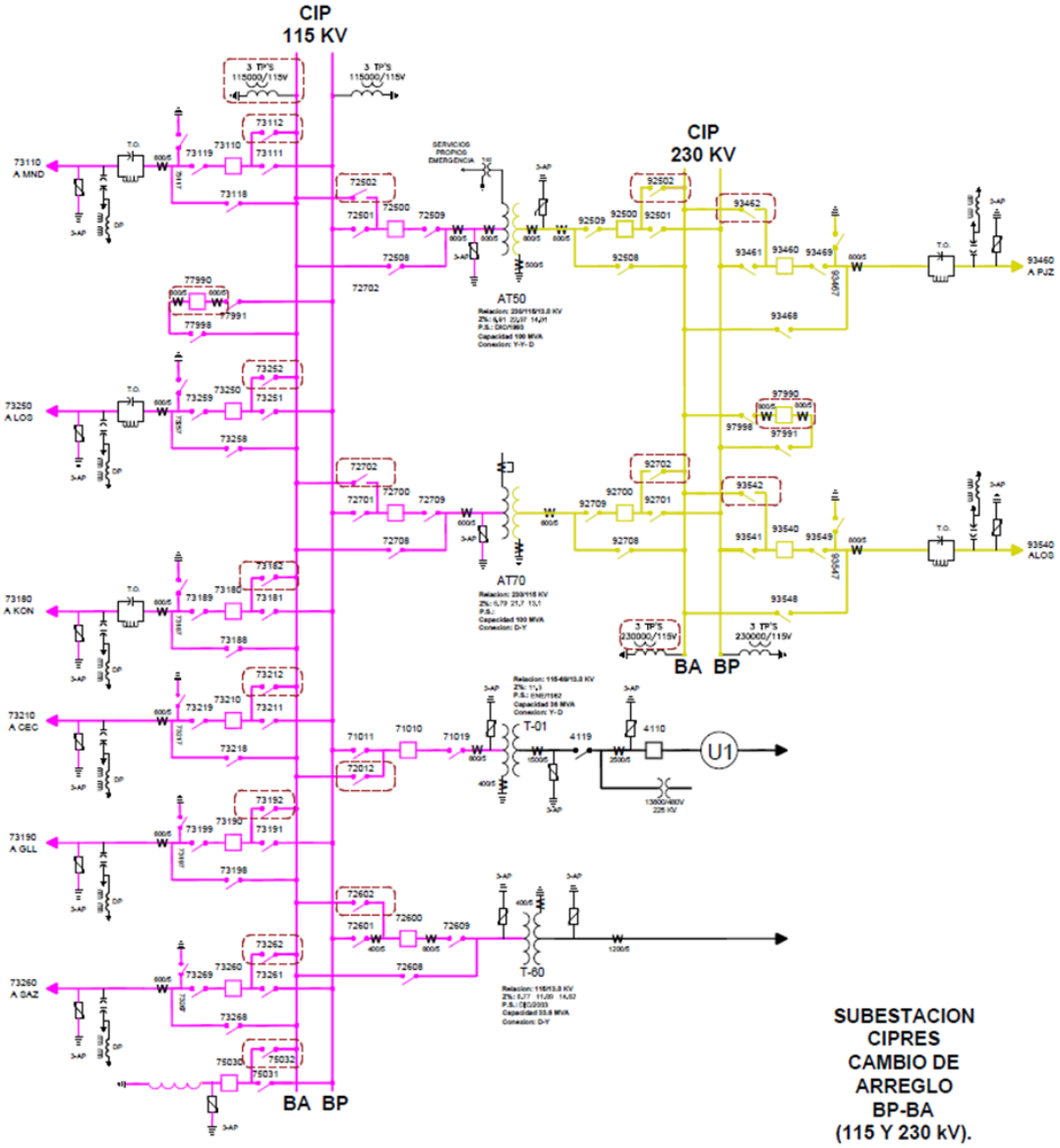
Para el arreglo de 230 kV se reporta una relación Beneficio/Costo (B/C) de **5.30**, un Valor Presente Neto (VPN) de **32.65 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **55.75 %.**

La Alternativa 2 la ampliación de transformación tiene una relación B/C de **0.18**, un VPN de **-146.57 millones de pesos** y una TIR de **-19.60 %**.

Cuadro 10.2.12.1. Obras del proyecto M20-BC1 Modernización de arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 y 115 kV

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. Ciprés	1	Bus de 115 y 230 kV.	abr-20	abr-22	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario	67	Cuchillas (15), TC (12), TP (12), AS (28).	abr-20	abr-22	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	4	Sección DB-PA-SX y Sección IA-PA-SX	abr-20	abr-22	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	1	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-20	abr-22	Baja California

Figura 10.2.12.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto M20-BC1 Modernización de arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 y 115 kV



M20-BC2 Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia

Diagnóstico

La SE Panamericana Potencia (PAP) fue energizada por primera vez en el año 1993, siendo desde entonces y hasta la fecha una de las instalaciones más importantes para el suministro de energía eléctrica del municipio de Tijuana. En el nivel de voltaje de 230 kV tiene un arreglo de barras de Barra Principal y Barra de Transferencia, que sirve para la conexión de 4 Líneas de Transmisión y 2 Autotransformadores 230/13.8 kV y en el nivel de tensión de 115 kV (operación en 69 kV), tiene un Arreglo de Barra Principal y Barra de Transferencia con 7 Líneas de Transmisión.

Actualmente, ante contingencias sencillas de transformación, se presentan sobrecargas en Líneas de Transmisión, Transformadores de Potencia, así como bajos voltajes, provocando la operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) en la RNT, disparando circuitos de media tensión e Interruptores de Líneas con afectación de varias Subestaciones Eléctricas y afectando a más de 105 mil usuarios entre ellos usuarios industriales conectados en alta tensión (UCAT en 69 kV).

Los arreglos de barras existentes en la SE Panamericana Potencia, no cuentan con la Confiabilidad y flexibilidad necesarias para la importancia de la instalación, ya que una falla en cualquiera de los buses necesariamente implica un fuerte disturbio en la zona Tijuana, que incluye la afectación directa de carga.

Los transformadores de potencia son de extrema importancia en la red eléctrica; una falla o interrupción en uno de estos equipos puede causar un corte de suministro de energía en un área muy grande afectando a miles de clientes. Con frecuencia, además de causar una interrupción, la falla del transformador resulta en impactos externos como explosiones, incendios, daños a equipos a su alrededor y a la propiedad.

En la práctica, la vida útil de los transformadores oscila en alrededor de 40 años, al ser superada esta edad los equipos quedan expuestos a fallas mayores, de difícil reparación y requiriendo cada vez más mantenimiento por lo que es recomendable la sustitución de los equipos para garantizar el suministro de energía al mantener una operación confiable en los equipos de transformación.

En la SE Panamericana Potencia, se registró la salida operación de una unidad monofásica del autotransformador, que tuvo como consecuencia el dejar fuera de servicio el autotransformador de 100 MVA, provocando una situación de emergencia en periodos de alta demanda y afectando a un número considerable de usuarios, además, se tenía fallada la unidad de autotransformación de reserva por lo cual el tiempo de restablecimiento se incrementó considerablemente y finalmente, se logró el traslado de una unidad monofásica desde la GCR Occidental para formar el equipo de transformación y pudiera ser puesto en servicio.

Debido a que la relación de transformación 230/69 kV no es de uso común en el Sistema Interconectado

Nacional, no se cuenta con unidades de reserva para reemplazar equipos fallados, lo que pone en riesgo, el suministro continuo de la demanda de la región central de la ciudad de Tijuana, ya que la vida residual de los equipos de transformación instalados en la zona Tijuana están al término de su vida útil.

Con la entrada en operación en 2023 del autotransformador de 225 MVA de capacidad en la SE Panamericana Potencia, es posible atender los crecimientos esperados de la demanda eléctrica, sin embargo, los autotransformadores de 100 MVA tendrán una baja Confiabilidad, por lo que resulta de suma importancia programar la sustitución con un nuevo banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación 230/115-69/13.8 kV de características similares al autotransformador nuevo, para incrementar la capacidad instalada con relación 230/115-69/13.8 kV a 450 MVA y se tenga la posibilidad de realizar el cambio en la tensión de operación en el mediano plazo para operar la red eléctrica en 115 kV, de esta forma, los equipos de transformación se encontrarán preparados para incrementar el nivel de tensión a 115 kV sin adquirir equipos nuevos.

Problemática que resolver

La SE Panamericana Potencia (PAP), actualmente opera con barra principal y barra de transferencia en 230 kV por lo que ante la falla en la barra se afectan 200 MW en la compuerta de 230/69 kV de la zona Tijuana, al mismo tiempo se sobrecarga la transformación de la SE Tijuana Uno (TJI) y SE Rubí (RUB), lo que ocasiona que operen Esquemas de Acción Remedial que afecta en primera instancia las subestaciones eléctricas Frontera (FTA), Rubí (RUB), Tecolote (TEE) y Pacifico (PAF), resultando en un corte de carga aproximado de 120 MW. La única forma de descargar la sobrecarga en los transformadores de las SE Rubí y SE Tijuana Uno es realizando un corte de carga.

La SE Panamericana Potencia, también tiene una operación con barra principal y barra de transferencia en 115 kV (que actualmente opera en 69 kV), por tanto, ante falla en la barra, se afectan de forma directa 200 MVA en la compuerta de transformación 230/69 kV, por lo que se afectan varias subestaciones eléctricas como Frontera, Rubí, Tecolote y Pacifico que representarían una afectación total de 120 MW, además, en la barra de 115 kV que actualmente opera en 69 kV se tienen conectados usuarios de tipo industrial que se alimentan en forma radial a través de la LT Panamericana Potencia 63620 – Parque Industrial Pacífico (18 MW), por lo que el corte de carga en total sería de 138 MW.

La SE Panamericana Potencia suministra energía a el sector poniente y centro de la zona Tijuana, ante falla de bus se interrumpen 60 km de línea de subtransmisión, cargas y servicios en su mayoría industriales y turísticos.

La antigüedad de las unidades auto transformadores de potencia en la SE Panamericana Potencia es de 43 años al 2020, que resultaría en 47 años en 2024, ya que registra una fecha de fabricación de 1977, presentan una particularidad de que los equipos fueron instalados inicialmente en la zona Juárez de la GCR Norte, los cuales se trasladaron a la SE Panamericana Potencia al cambiar el nivel de tensión de operación. Incluso presentan un voltaje nominal en 220/66 kV.

Es importante resaltar que las nuevas subestaciones eléctricas que se han incorporado al sistema eléctrico de la zona Tijuana se han adquirido con relación de tensión 230/115-69/13.8 kV para las subestaciones de potencia y 115-69/138 kV para las subestaciones que dan servicio a CFE Distribución.

En el mediano plazo se ha planteado la necesidad de incrementar el nivel de operación de la red de 69 kV a 115 kV, de manera que se incremente la capacidad de suministro al interior de la ciudad de Tijuana, ya que programar nuevos circuitos en 69 kV resultaría complicado por la orografía de la zona y a la saturación de las vialidades existentes, las dificultades en la obtención de los derechos inmobiliarios para ampliación de las subestaciones y líneas de transmisión, de tal forma que es importante optimizar las trayectorias y predios existentes. Por tanto, es de gran importancia programar la sustitución de los transformadores existentes de 100 MVA que presentarán una antigüedad de 47 años al momento de su reemplazo por un nuevo equipo de transformación que permitirá incrementar la capacidad instalada hasta 450 MVA y tendrá la funcionalidad de operar con niveles de tensión en 115 kV cuando se lleve a cabo el cambio de tensión de operación de la zona Tijuana.

Por lo anterior, se requiere operar la SE Panamericana Potencia con un arreglo de barras que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas y no se tengan afectaciones por disparo de líneas de transmisión o la pérdida de transformación reduciendo las magnitudes de pérdida de carga que dan servicio en líneas de transmisión de 230 y 115 Kv (operada en 69 kV) y así, se mejoran los indicadores de Confiabilidad.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en el cambio de arreglo de buses en niveles de tensión de 115 kV (operado inicialmente en 69 kV) y 230 kV de la SE Panamericana Potencia; cambiando de Bus Principal – Bus Transferencia (BP-BT), por un arreglo que proporcione mayor Confiabilidad a Bus Principal – Bus Auxiliar (BP-BA), mediante la instalación de equipo eléctrico primario que se requiere en cada una de las bahías de 115 kV (operación inicial en 69 kV) y 230 kV para poder operar con el nuevo arreglo.

El proyecto de modernización del arreglo de barras tiene un costo de inversión de **30.076 millones de pesos de 2019** (1.561 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y se estima tenerlo en operación en abril de 2022.

El proyecto de modernización de la transformación en la SE Panamericana Potencia tiene un costo estimado de **176 millones de pesos** (9.136 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y se estima su estrada en operación en abril de 2024.

Por lo anterior, el costo total estimado del proyecto **206.076 millones de pesos** (10.697 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El alcance de este proyecto completo considera las siguientes obras:

Para realizar la modernización equipo de transformación se requiere lo siguiente:

Tres autotransformadores de 75 MVA de capacidad y relación de tensión 230/115-69/13.8 kV, así como su equipo asociado para su operación en la SE Panamericana Potencia para proporcionar una capacidad adicional de 225 MVA. Su operación inicial será con relación de transformación 230/69 kV y sustituirá a los autotransformadores de 100 MVA instalados.

Para realizar la modernización del arreglo de barras se requiere lo siguientes:

- Completar todas las bahías de 115 kV (operadas inicialmente en 69 kV) y 230 kV con Equipo Eléctrico Primario y tableros de protecciones, control, y comunicaciones que se requieran para poder operar con Arreglo de Bus Principal – Bus Auxiliar (BP – BA).
- Instalación de Equipo Eléctrico Primario, 10 juegos de Cuchillas en 115 kV, 14 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 115 kV para interruptor de Amarre, 27 Transformadores de potencial Inductivo en 115 kV para Bus Auxiliar, Obra civil y Electromecánica.
- 4 juego de Cuchillas en 230 kV, 12 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 230 kV para interruptor de Amarre, 6 Transformadores de potencial Inductivo en 230 kV para Bus Auxiliar, Obra civil y Electromecánica.
- Suministro e Instalación de Tablero PCyM (Una Sección tipo LT-7-87L-87L-PA-IN, para las bahías 63130, 63460, 63620, 63710, 63540, 63640 y 633650 en SE. PAP), (Una Sección tipo IA-7-PA-IN, para el interruptor de amarre o transferencia PAP-69990, Dos secciones tipo TT-PA-PA-IN (Tablero TT PA PA DCO CON GAB TR MES 125), para las bahías de los transformadores T-10 y T-20 (SE. PAP).
- 7 MCAD´S para las bahías 63130, 63460, 63620, 63710, 63540, 63640, 63650 (SE. PAP) Incluir en tablero PCyM de secciones solicitadas por la especialidad de Protecciones, bajo especificación SICLE CFE-G000034. Todas las salidas digitales deben estar cableadas a tablillas seccionables. El MCAD debe de incluir equipo Gateway de DEI´s, igual o superior a equipo SEL-3530. Un equipo MCAD, para el interruptor de amarre o transferencia PAP-69990, incluir en Tablero PCYM de Sección solicitadas por Protecciones. Bajo especificación SICLE CFE-G000034. Todas las salidas digitales deben estar cableadas a tablillas seccionables. El MCAD debe incluir equipo Gateway de DEI´s, igual o superior a equipo SEL-3530.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022 la modernización de barras y abril de 2024 la sustitución de los bancos de transformación.

Análisis de Confiabilidad

La entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el abasto del suministro eléctrico, Confiabilidad del sistema y disponibilidad de equipo, garantizando la flexibilidad operativa y la calidad en el servicio de suministro, beneficiando a los clientes de la Zona de Transmisión Costa.

Con el proyecto se evitará la operación con baja Confiabilidad tanto en la

operación del arreglo de barras como en el equipo de transformación debido a la condición actual en la que operan los equipos de transformación instalados en la SE Panamericana Potencia.

Cuando se opera la Subestación Eléctrica con arreglo de bus principal y bus auxiliar en 230 kV, la contingencia sencilla no provocará sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Rubí y SE Tijuana Uno, por consecuencia no se tendrá la afectación de 120 MW de carga que representan alrededor de 105 mil usuarios, que resultan por la operación de Esquemas de Acción Remedial y afectación de carga por telecontrol para llevar los autotransformadores de la SE Tijuana Uno y la SE Rubí al 100% de su capacidad, ya que ante la falla en alguna de las barras solo se afectarían las líneas de transmisión y un transformador que se encuentren conectados a la barra, dejando los demás elementos de transmisión y transformación en servicio en la segunda barra, lo que incrementa la Confiabilidad y seguridad del suministro como lo establece el Código de Red.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del Sistema Eléctrico de la Gerencia de Control Regional de Baja California.

Alternativas analizadas

Dado que los equipos de transformación presentan una antigüedad de 43 años, es preciso considerar que las fallas esperadas (internas o en elementos colaterales) ocasionarán cada vez daños más severos en la unidad de transformación, por tanto, la solución técnica resulta en la modernización del arreglo de barras de la SE Panamericana Potencia para ofrecer mayor Confiabilidad y continuidad de servicio a la RNT, y posteriormente, se sustituirán los transformadores de 100 MVA instalados en la SE Panamericana Potencia para tener dos autotransformadores de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115-69/13.8 kV.

No se considera una alternativa de solución la reparación para este tipo de unidades de transformación, ya que solo sería posible realizarlo en la planta o laboratorio de algún prestador de servicios especializado. Esto se debe a que regularmente se requiere de: inspecciones internas de la unidad, incluyendo devanados y núcleo, embobinados nuevos, sustituciones o reparaciones de dispositivos de alarma y protección, aceite, moto ventiladores, traslados, entre otros. Por lo anterior, se tendrían dificultades técnicas y de operación que hacen poco factible la consideración de reparar el equipo de transformación como una segunda alternativa como solución viable, ya que los tiempos para su realización pueden prolongarse de manera notable, dependiendo de la severidad de la falla, la disponibilidad de piezas, el lugar y la distancia de traslado, así como la disponibilidad del prestador de servicio. Por tanto, de no realizar la sustitución del equipo de transformación se dejaría vulnerable al sistema eléctrico de Baja California ante fallas y/o mantenimientos por periodos largos de tiempo, lo que afectaría el desarrollo de la ciudad de Tijuana.

Por tanto, el nuevo equipo de transformación se requiere en ambas

alternativas y sin ellos no se tendrá una operación confiable y segura para el suministro de la demanda en la ciudad de Tijuana.

Para la modernización del arreglo de barras, se revisó una opción alterna que consiste en construir un arreglo con barra 1 y barra 2 tanto en 230 kV como en 115(69 kV) con doble interruptor y conectar los elementos a diferente barra, elevándose considerablemente el costo de la alternativa.

La Alternativa 2, que considera el arreglo de doble barras de interruptores tiene un costo de inversión de **159.535 millones de pesos de 2019** (8.281 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

El proyecto de modernización de la transformación en la SE Panamericana Potencia tiene un costo estimado de **176 millones de pesos** (9.136 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar) y se estima su estrada en operación en abril de 2024.

Por lo anterior, el costo total estimado del proyecto **335.535 millones de pesos** (17.418 millones de dólares de 2019 considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **"Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia"**, 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 modernización de barras en la SE Panamericana Potencia aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **3.79**, un Valor Presente Neto (VPN) de **35.95 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **39.11 % para el Bus de 115 kV**.

Para el arreglo de 230 kV se reporta una relación Beneficio/Costo (B/C) de **5.30**, un Valor Presente Neto (VPN) de **32.65 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **55.75 %.**

La evaluación económica de la modernización del proyecto de transformación que considera la sustitución por término de su vida útil de dos transformadores de potencia de 100 MVA, no sería aplicable para determinar la necesidad o no del proyecto, es decir, no es posible determinar los parámetros tradicionales para una evaluación económica ya que se tendría una indisponibilidad permanente en el suministro de la demanda eléctrica en el área de influencia del proyecto, ya que fallara el equipo de transformación se requiere de un tiempo mayor a dos años para sustituirlo. Por lo anterior, el equipo debe ser reemplazo en cualquier alternativa de solución a la problemática presentada en la SE Panamericana Potencia.

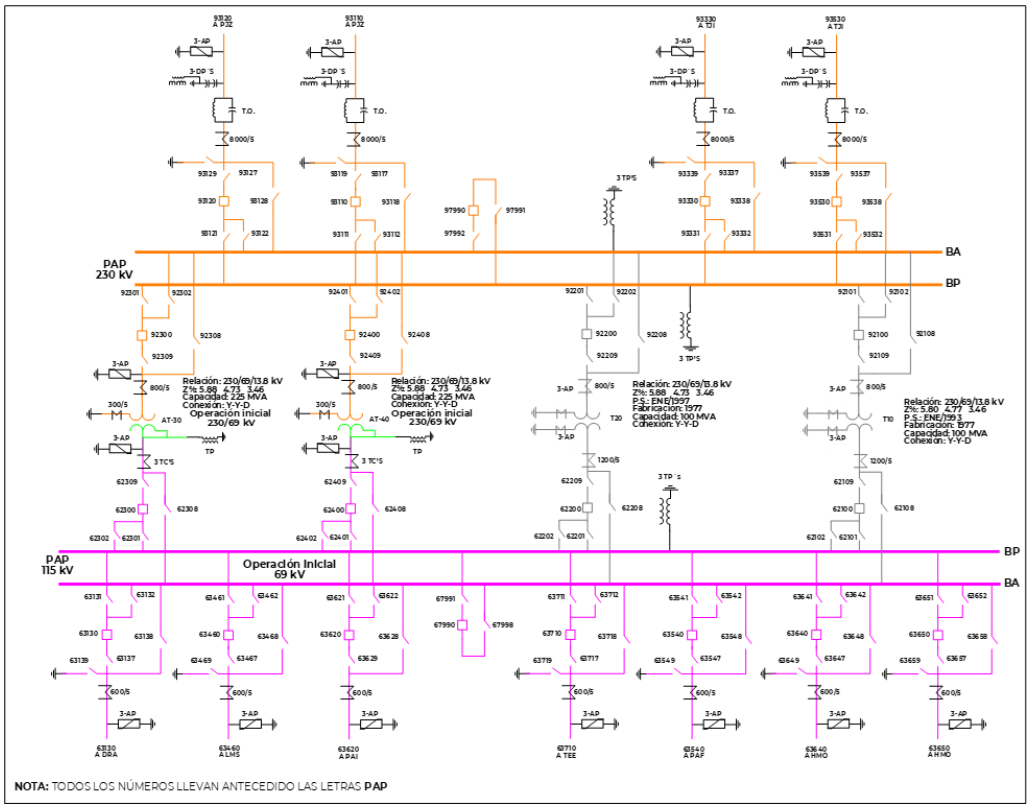
La evaluación económica de la modernización del arreglo de barras para la Alternativa 2, que consiste en el cambio de arreglo de barra 1 y barra 2 (doble interruptor por bahía) tiene una

relación B/C de **0.18**, un VPN de **-146.57 millones de pesos** y una TIR de **-19.60 %**.

Cuadro 10.2.13.1. Obras del proyecto "Modernización de arreglo de Barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia"

Subestación	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. Panamericana Potencia	1	Bus de 115 y 230 kV.	abr-20	abr-22	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 115 kV	10	Cuchillas	abr-20	abr-22	Baja California
	6	Transformador de Corriente	abr-20	abr-22	Baja California
	27	Transformador de Potencia	abr-20	abr-22	Baja California
	14	Aisladores de Soporte	abr-20	abr-22	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 230 kV	4	Cuchillas	abr-20	abr-22	Baja California
	6	Transformador de Corriente	abr-20	abr-22	Baja California
	6	Transformador de Potencia	abr-20	abr-22	Baja California
	12	Aisladores de Soporte	abr-20	abr-22	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	12	Sección DB-PA-SX y Sección IA-PA-SX	abr-20	abr-22	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	1	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-20	abr-22	Baja California
Panamericana Potencia Banco 4 (Sustitución de bancos existentes de 100 MVA)	3	3 AT – 75 MVA – 230/115-69/13.8 kV	abr-20	abr-24	Baja California

Figura 10.2.11.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto M20-BC1 Modernización de arreglo de Barras en la SE Panamericana Potencia en 230 y 115 kV.



11

PROYECTOS DEL CEMIE REDES

XI. 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, presentaran 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 (Consorcio).

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.

Los proyectos anotados a continuación describen brevemente el objetivo, la actividad a desarrollar, instituciones participantes, entregables y montos asignados bajo el Fondo Sectorial CONACYT – SENER – Sustentabilidad Energética 2018-01 (FONDO), para el desarrollo de los trabajos.

Descripción general

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $ 448,630,502.55
Concurrente: $ 177,510,660.72

Duración del Proyecto

Hasta 4 años.

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.

Descripción de las etapas

Se implementan planes de corto y largo plazo para el Centro. También, se planean y llevan a cabo sesiones del Consejo de Administración donde se revisan, planean y se da seguimiento al CEMIE-Redes. Adicionalmente, se atiende y se da respuesta a las solicitudes del Consejo Administrativo. Además, se da seguimiento al avance de los proyectos estratégicos del CEMIE.

Descripción de la meta:

- Generar los planes de trabajo del CEMIE-Redes.
- Integrar y llevar a cabo reuniones con el Consejo Administrativo y Usuarios del CEMIE-Redes, así como con otros especialistas del Sector.
- Ratificar el Plan General del Proyecto del CEMIE-Redes.
- Dar seguimiento al desarrollo de los proyectos estratégicos del CEMIE-Redes.

Actividades principales:

- Implementar planes de corto y largo plazo del CEMIE-Redes.
- Definir estrategias para la autosostenibilidad del CEMIE-Redes.
- Realizar reuniones con participantes de otros CEMIEs y otros investigadores para articular líneas de trabajo y unificar esfuerzos, entre otras.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $ 18,013,523.83
Concurrente: $5,386,062.17

Duración del Proyecto

36 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Integrar la información técnica de los modelos matemáticos del SEN necesarios para estudios del estado estacionario y en el dominio del tiempo para el horizonte de estudio.
b) Integración de los escenarios representativos (casos base) adecuados al horizonte de tiempo de estudio.
c) Análisis y evaluación de respuestas inerciales, regulación de frecuencia, regulación de voltaje, niveles de falla e impacto en protecciones eléctricas primarias del sistema ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable, de acuerdo con el horizonte de estudio.
d) Proponer controles suplementarios avanzados requeridos para mejorar la seguridad operativa del SEN ante distintos niveles de penetración de la generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.

Etapa 2

a) Evaluación de la estabilidad de pequeña señal del sistema ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.
b) Evaluación de la estabilidad transitoria de la red ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.
c) Diseño y desarrollo de controles avanzados para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable, de acuerdo con el horizonte de estudio.

Etapa 3

a) Ubicación y dimensionamiento de bancos de baterías con controles suplementarios avanzados para soporte de frecuencia del SEN.
b) Diseño y desarrollo de controladores para el amortiguamiento de oscilaciones por medio de dispositivos FACTS y sistemas de almacenamiento con baterías.
c) Ubicación y dimensionamiento de dispositivos FACTS para el soporte de voltaje del SEN.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico que describa las características de red, carga y generación de los escenarios representativos del SEN para el horizonte de estudio de interés.
2. Reporte técnico de las condiciones de balance carga-generación del SEN (desglose del despacho por tecnología, generación desplazada, margen de reserva, etc.).
3. Reporte técnico que describa las condiciones de seguridad operativa de los escenarios representativos del SEN (transferencias de potencia, principales contingencias, congestiones, etc.).
4. Reporte técnico que describa las problemáticas en el SEN bajo diferentes escenarios y condiciones operativas dentro del horizonte de estudio y ante diferentes niveles de penetración de la generación renovable variable.
5. Reporte técnico de propuestas de requerimientos para implementación y coordinación de controles suplementarios avanzados para mejorar la respuesta inercial, la estabilidad de frecuencia y del voltaje, así como acciones de mejora en esquemas de protección primaria del SEN.
6. Reporte técnico de estrategias/algoritmos avanzados de control suplementario (modelos definidos por el usuario) para mejorar la respuesta inercial, la estabilidad de frecuencia y del voltaje, así como acciones de mejora en esquemas de protección primaria del SEN.

Etapa 2

1. Reporte técnico que describa la conformación de los escenarios de estudio para la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria del SEN.
2. Reporte técnico que describa los resultados de las simulaciones de estabilidad de pequeña señal, incluyendo la detección de modos de oscilación de baja frecuencia, coeficientes de amortiguamiento, las unidades con mayor participación, propuesta de sintonización a estabilizadores de potencia, metodología desarrollada para su cálculo, para los diferentes escenarios y condiciones operativas representativas ante diferentes niveles de penetración de la generación renovable variable.
3. Reporte técnico que describa los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria en el SEN, incluyendo las contingencias que potencialmente pueden causar pérdida de sincronismo, la metodología desarrollada para su cálculo para los diferentes escenarios y condiciones operativas representativas ante diferentes niveles de penetración de generación renovable variable.
4. Reporte técnico de propuestas de requerimientos para implementación y coordinación de controles suplementarios avanzados para mejorar la estabilidad transitoria y la estabilidad dinámica del SEN.
5. Estrategias/algoritmos avanzados de control para el amortiguamiento de

oscilaciones de potencia (modelos definidos por el usuario) en el SEN, incluyendo la interacción con los controles disponibles en las centrales de generación renovable variable.

Etapa 3

1. Reporte técnico que describa los modelos matemáticos de sistemas de almacenamiento con bancos de baterías y dispositivos FACTS en el SEN.
2. Estrategias/algoritmos avanzados (modelos definidos por el usuario) para soporte de frecuencia del SEN por medio de bancos de baterías.
3. Metodología para la ubicación y dimensionamiento de bancos de baterías para soporte de frecuencia del SEN.
4. Estrategias/algoritmos avanzados de control del amortiguamiento de oscilaciones de potencia (modelos definidos por el usuario) por medio de dispositivos FACTS y sistemas de almacenamiento con baterías.
5. Metodología para la ubicación y dimensionamiento de dispositivos FACTS para el soporte de voltaje de la red.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $30,355,918.00
Concurrente: $24,090,048.00

Duración del Proyecto

48 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Revisión bibliográfica asociada a las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

b) Formulación matemática de las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

Etapa 2

a) Formulación y aplicación de las metodologías propuestas para la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs para determinar el estado operativo de un Sistema Eléctrico de Potencia y los componentes eléctricos que lo integran.
b) Implementación de las metodologías propuestas para la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs para determinar el estado operativo de un Sistema Eléctrico de Potencia y los componentes eléctricos que lo integran.

Etapa 3

a) Implementación y validación de los métodos matemáticos propuestos para evaluar el impacto de la utilización de mediciones suministradas por PMUs en la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
b) Validación y estudios de aplicación con base en los enfoques matemáticos propuestos y en los programas computacionales desarrollados.

Etapa 4

a) Validación y estudios de aplicación con base en los enfoques matemáticos propuestos y en los programas computacionales desarrollados.
b) Elaboración del informe final sobre el proyecto desarrollado.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Informe técnico de la manera en que se han formulado las aplicaciones de las unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto, así como la forma en que estas aplicaciones están integradas en forma de herramientas computacionales utilizadas en el análisis de sistemas eléctricos.
2. Curso dirigido a ingenieros de sistemas eléctricos de potencia y a estudiantes de posgrado. El número de personas a atender en el curso será de 40 (cuarenta), y tendrá una duración de 30 (treinta) horas, en un periodo de 4 días.
3. Reporte sobre técnicas y metodologías existentes de ubicación óptima de PMUs en redes eléctricas.
4. Reporte técnico de los modelos matemáticos propuestos para las aplicaciones de las unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.
4. Informe del desarrollo técnico de los esquemas de medición fasorial existentes aplicado al monitoreo y el control de las redes eléctricas de potencia.

Etapa 2

1. Informe técnico de los métodos matemáticos y los avances en los programas de cómputo desarrollados con el fin de llevar a cabo el estudio de las diversas aplicaciones propuestas.
2. Informe técnico de los avances de los programas de cómputo desarrollados para llevar a cabo el estudio de las diversas aplicaciones propuestas.
3. Informe técnico que describe las técnicas de minería de datos para determinar la estabilidad del SIM.
4. Informe del estudio de la factibilidad económica en la integración de los esquemas de monitoreo desde PMUs ubicados en el SEN.

Etapa 3

1. Informe técnico del diseño de los experimentos que se utilizarán para validar los modelos y enfoques matemáticos propuestos, así como los programas de cómputo desarrollados.
2. Informe técnico del análisis de los resultados científicos obtenidos con base a las propuestas desarrolladas.
3. Prototipos de los programas computacionales asociados con las aplicaciones de las unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

Etapa 4

1. Informe técnico de las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.
2. Prototipos finales de los programas computacionales desarrollados para cada una de aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.
3. Reporte del análisis de relación costo/beneficio en la operación y en el manejo de la red de transmisión y distribución con la utilización de PMUs.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $15,285,413.34
Concurrente: $5,506,033.28

Duración del Proyecto

48 meses.

Objetivo

Desarrollar herramientas en tiempo-real que permitan monitorear, identificar, identificar núcleos dinámicos (clústeres) 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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Revisión del estado del arte, Modelado y Simulación.

Etapa 2

a) Implementación algorítmica y planteamiento de metodologías.

Etapa 3

a) Implementación algorítmica de las metodologías.

Etapa 4

a) Integración, desempeño y validación de las metodologías.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Documento resumen de los métodos de identificación de oscilaciones inter-área aplicados a sistemas de eléctricos de potencia con base en mediciones fasoriales.
2. Reporte sobre las técnicas de clusterización basadas en mediciones fasoriales y aplicadas a sistemas de potencia.
3. Ponencia a nivel institucional.
4. Reporte de criterios de análisis de oscilaciones inter-área y caracterización de los sistemas eléctricos de prueba ante disturbios y/o contingencias.
5. Sistemas de prueba para la metodología.
6. Documento resumen con diferentes escenarios de análisis del sistema de potencia ante disturbios y/o contingencias.

Etapa 2

1. Reporte con diagramas de flujo de la implementación de los métodos de monitoreo de oscilaciones inter-área usando información de mediciones fasoriales.
2. Reporte con diagramas de flujo de la implementación de los métodos de identificación de núcleos dinámicos o clusterización.
3. Documento resumen con diferentes escenarios de análisis de oscilaciones electromecánicas.
4. Reporte con criterios para desarrollar la metodología de monitoreo de oscilaciones inter-área usando información de las mediciones fasoriales sincronizadas.
5. Reporte con diagrama de flujo y operación de la metodología de monitoreo de oscilaciones electromecánicas.
6. Reporte con diagrama de flujo y operación de la metodología para determinación de núcleos dinámicos o clusterización.

Etapa 3

1. Documento resumen de la implementación de la estrategia de monitoreo de oscilaciones inter-área sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.

2. Documento resumen de la implementación de la estrategia de clusterización de mediciones fasoriales para la identificación de grupos coherentes sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.

Etapa 4

1. Documento resumen de la integración de las metodologías de monitoreo e identificación de núcleos dinámicos o clusterización sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.
2. Libro compilando el desarrollo global del proyecto.
3. Resultados ilustrando la factibilidad que tiene la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs en la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Mexicano.
4. Recomendaciones para la mejor utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs en el Sistema Eléctrico Interconectado Mexicano y posibles aplicaciones futuras de este tipo de mediciones.

Entre los principales entregables tangibles de este proyecto, se encuentra una plataforma integrada con herramientas en tiempo-real para el análisis del desempeño dinámico con la capacidad para:

- Detectar y Monitorear Oscilaciones de Baja Frecuencia (WAMS-LFO) provenientes de múltiples canales, y utilizando las mediciones sincrofasoriales provenientes de la WAMS implementada.
- Detectar y Localizar Fuentes de Oscilación (WAMS-OSL), mediante el análisis de múltiples canales de medición sincrofasorial.
- Detectar Islas en el Sistema (WAMS-Clustering), mediante el uso de herramientas de núcleos dinámicos o clustering jerárquicos y mediciones sincrofasoriales.
- Detectar y Monitorear eventos de frecuencia (FNET), mediante el uso de márgenes operativos y mediciones sincrofasoriales.
- Detectar la estabilidad de frecuencia (WAMS-F), mediante la emisión de alarmas y mediciones sincrofasoriales.

Adicionalmente, se desarrollará una plataforma que utiliza la arquitectura de control de área amplia y sistemas de transmisión flexibles en CA (WAC-FACTS), mediante hardware-in-the-loop y mediciones sincrofasoriales, con el fin de mitigar oscilaciones de baja frecuencia. Esta plataforma permitirá la sintonización fuera de línea de controladores en el modelo del Sistema Interconectado Nacional, así como el control de amortiguamiento.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el

origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $10,184,676.48
Concurrente: $11,520,000.00

Duración del Proyecto
48 meses.

Objetivo 1

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.

Objetivo 2

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Especificación del programa de simulación a desarrollar, y escritura del programa básico de evaluación de estabilidad mediante el método SIME preventivo, empleando como herramienta de simulación al programa PSS/E. Establecimiento del sistema eléctrico de potencia de prueba que requiera el personal del CENACE.
b) Evaluación del sistema de medición y del programa de determinación de parámetros a partir de datos de prueba para máquinas síncronas. Desarrollo de modelos físicos para centrales eólicas y para plantas solares. Desarrollo de las funciones de medición de variables mecánicas y eléctricas de los generadores para el método SIME.

Etapa 2

a) Desarrollo del programa FILTRA empleando el método SIME.
b) Desarrollo de la función de validación de modelos a partir de disturbios registrados de máquinas síncronas y de los protocolos de comunicación de las funciones de medición fasorial del medidor inteligente. Pruebas del método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria empleando el modelo de un sistema más realista con el simulador en tiempo real.

Etapa 3

a) Desarrollo del programa CONTROL empleando el método SIME y un programa de flujos de potencia.
b) Validación del método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia empleando los medidores inteligentes implementados. Desarrollo de los modelos matemáticos detallados de las centrales eólicas y la planta solar, y la determinación de parámetros de estos componentes por medio de pruebas experimentales.

Etapa 4

a) Desarrollo de los reportes finales de evaluación del desempeño del programa, y solicitud de patentes.
b) Pruebas finales de los sistemas de medición, desarrollo de los reportes finales del proyecto, y solicitud de patentes.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte con la definición de las especificaciones del programa de estabilidad.
2. Reporte con los detalles de los sistemas de prueba seleccionados en forma conjunta con personal del CENACE, incluyendo las características principales.
3. Programa básico de análisis de la estabilidad transitoria empleando el método SIME basado en el programa de simulación PSS/E.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Manuales iniciales del programa. Se requiere desarrollar versiones preliminares de los manuales, los cuales se irán adaptando.
6. Reporte indicando las actividades de adquisición e instalación de los equipos.
7. Reporte de las pruebas del medidor inteligente sobre máquinas síncronas y controles disponibles en el laboratorio.
8. Reporte de las pruebas de los algoritmos de medición de las principales variables requeridas para la función del medidor como PMU.
9. Medidor inteligente con las funciones de PMU.
10. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.
11. Reportes de actividades semestrales.
12. Reporte con las especificaciones del sistema de prueba y modelo inicial para probar el método de control de estabilidad en tiempo real.

Etapa 2

1. Reporte con los resultados detallados de la evaluación de estabilidad y el análisis de las oscilaciones en el sistema de prueba. Como parte importante es el determinar el tipo de fenómeno dominante que se presenta en el sistema a fin de definir un esquema adecuado de filtrado de contingencias.
2. Reporte sobre resultados del análisis con las especificaciones del sistema de filtrado para contingencias.
3. Programa de filtrado para las contingencias.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Reporte del programa de filtrado de contingencias.
6. Reporte del desarrollo del protocolo de comunicación del medidor inteligente.
7. Reporte del desarrollo de las funciones de validación de modelos con disturbios registrados en el laboratorio.
8. Medidor inteligente con las funciones de PMU.
9. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.
10. Reportes de actividades semestrales.
11. Reporte de las pruebas del método E-SIME en un sistema realista implementado en el nuevo simulador en tiempo real.
12. Reporte descriptivo de la planta piloto solar y del modelo físico de la central eólica.

Etapa 3

1. Reporte con las especificaciones requeridas para la aplicación del programa de computadora CONTROL al sistema eléctrico de potencia de México. Para el diseño de acciones de control es importante considerar características reales de operación y restricciones que propongan los ingenieros del CENACE.
2. Programa de computadora para el diseño de medidas de control preventivas (redespacho de generación)

empleando un programa de flujos de potencia.
3. Reporte con las pruebas de desempeño del programa. El reporte indicará si la aplicación desarrollada requiere cambios o posibles mejoras adicionales en el futuro.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Manual del programa CONTROL.
6. Medidor inteligente con funciones de validación de modelos con registros de eventos en línea. Reporte de las nuevas funciones de validación de modelos.
7. Modelos matemáticos con diferente grado de detalle de las plantas solares que pueden ser implementados en simuladores de los sistemas eléctricos de potencia.
8. Modelos matemáticos detallados de las plantas eólicas que pueden ser empleados en simulaciones de los sistemas eléctricos de potencia.
9. Medidor inteligente con funciones de PMU.
10. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.
11. Reportes de actividades semestrales.
12. Reporte indicando los procedimientos de prueba que funcionaron de manera adecuada para la determinación de parámetros de componentes.

Etapa 4

1. Reportes de los programas terminados.
2. Reporte de la especificación de la interfaz gráfica y posibles soluciones para la presentación efectiva y amigable de la información a usuarios.
3. Solicitudes de patentes de los programas.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Todos los reportes del proyecto revisados y terminados.
6. Modelos que representen la física de plantas eólicas y para planta piloto solar funcionado adecuadamente, con reportes descriptivos del proceso de formación, pruebas a modelos y parámetros.
7. Funcionamiento adecuado del medidor inteligente con las funciones de medición fasorial y de validación de modelos.
8. Programa con técnicas de validación de modelos para máquinas síncronas y sus controles.
9. Medidor inteligente con funciones de PMU.
10. Programa y medidor inteligente con funciones de validación de parámetros.
11. Reportes de actividades semestrales.
12. Reporte sobre el método de control de la estabilidad transitoria en tiempo real, validado en el simulador de tiempo real con un sistema eléctrico de potencia realista.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos

Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $21,171,879.00
Concurrente: $7,664,116.00

Duración del Proyecto

36 meses.

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.

Descripción de las Etapas
Etapa 1

a) Sistema de muestreo de las redes de baja tensión y laboratorio de medición para obtener los perfiles de carga de las redes de baja tensión de las 150 Zonas de CFE Distribución.

Etapa 2

a) Modelado y simulación de las redes de baja tensión muestreadas a través de herramientas de software de ingeniería (Synergi Electric u OpenDSS).

Etapa 3

a) Sistematización de una plataforma informática para el control y administración de la muestra, la parametrización de las pérdidas técnicas por tipo de red y zona, cálculo de las pérdidas totales y el volumen de pérdidas mensuales.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Informe técnico con la especificación y justificación de la técnica de muestreo estadístico seleccionada para su aplicación en el proyecto.
2. Informe técnico de los insumos, la organización del almacenamiento de datos y los mecanismos de acceso para la integración de las fuentes de datos de las redes de baja tensión de CFE Distribución.
3. Informe con el diseño de la técnica de muestreo para la muestra representativa de las redes de baja tensión de CFE Distribución.
4. Informe con las especificaciones, solicitudes de compra y registro de suministro de los equipos para la implementación del sistema informático para la técnica de muestreo.
5. Sistema informático con la implementación de la técnica de muestreo para la muestra representativa de las redes de baja tensión de las Zonas.
6. Informe técnico con los resultados de las muestras representativas de las redes de baja tensión de las 150 Zonas de CFE Distribución.
7. Informe con las especificaciones, solicitudes de compra y registro de suministro de los equipos para la infraestructura del laboratorio de medición en las redes de baja tensión de CFE Distribución seleccionadas.

8. Documento con la memoria de la instalación y puesta en operación de los equipos e instrumentos de medición y comunicación en las redes de baja tensión seleccionadas de las zonas.
9. Informe técnico de las pruebas del sistema de comunicación de los equipos de medición y la central de la base de datos.
10. Informe técnico con los datos del levantamiento en campo de las cargas y las características eléctricas de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.

Etapa 2

1. Informe del estado y seguimiento de la funcionalidad de los equipos de medición y comunicación instalados en las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.
2. Sistema informático para la administración y control de los registros de los equipos de medición instalados en las redes de baja tensión seleccionadas de las Zonas, permitiendo el registro del censo de información, la ubicación de los sensores y la visualización de los resultados (tabular, gráfica y geográfica).
3. Informe del proceso de ordenamiento, análisis y depuración de la información para construir las curvas generalizadas de los perfiles de carga de las redes de baja tensión de las Zonas.
4. Informe técnico con los modelos de las curvas generalizadas de los perfiles de carga de las redes de baja tensión por tipo de servicio y nivel de carga para las Zonas.
5. Informe técnico con los resultados de las pérdidas totales de potencia y energía de las redes de baja tensión seleccionadas, a través de balance de energía.
6. Archivos de la base de datos con los modelos digitalizados de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra, a través de la herramienta de software de ingeniería (Synergi Electric u OpenDSS).
7. Archivos de la base de datos con los modelos validados y calibrados de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra, a través de los registros de medición.
8. Informe técnico con los resultados de las pérdidas técnicas, obtenidas de las simulaciones de los estudios eléctrico de los modelos de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.
9. Informe técnico con el proceso de parametrización de las constantes de pérdidas por tipo de red para extrapolar el total de pérdidas técnicas en las redes de baja tensión de las Zonas.

Etapa 3

1. Informe técnico con los requerimientos, la estructura y la tecnología para la integración de los sistemas desarrollados a la plataforma informática de CFE Distribución.
2. Sitio Web en la plataforma de CFE Distribución con los sistemas informáticos para el control y administración del muestreo de la red de baja tensión de las Zonas y para los registros de los equipos de medición. Además, el cálculo de las pérdidas técnicas de las redes de baja tensión de las Zonas.
3. Documentos, manuales y guías en papel y en archivos electrónicos en relación con el manejo de los sistemas informáticos que se integrarán a la plataforma de CFE Distribución.
4. Informe con el seguimiento de la funcionalidad de los sistemas informáticos que se integrarán a la plataforma de CFE Distribución.
5. Cursos de capacitación a 16 personas del área de planeación de las 16 Divisiones de CFE Distribución, vía

videoconferencia y/o presenciales en el proceso de cálculo y manejos de los sistemas informáticos desarrollados para determinar las pérdidas técnicas de las redes de baja tensión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $22,237,882.72
Concurrente: $4,576,150.80

Duración del Proyecto

36 meses.

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las Redes Generales de Distribución (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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Reingeniería de las componentes eléctricas de las RGD para actualizar las entidades y atributos que se requieran en función de las necesidades actuales del sector eléctrico nacional.

Etapa 2

a) Modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas para realizar las tareas de planeación de la CFE-Distribución.

Etapa 3

a) Protocolo final de pruebas y transferencia de tecnología a CFE Distribución.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Minutas de acuerdos.
2. Documento de especificación del modelo de red eléctrico de las RGD.
3. Documento de especificación de las componentes eléctricas de los recursos de energías renovables.
4. Documento de especificación de reglas eléctricas y topológicas para la digitalización y validación de las RGD.
5. Informe de tecnologías actuales para el manejo de grandes volúmenes de información geográfica y su integración al manejo de las RGD.
6. Informe de técnicas de analítica de datos para la automatización de

procesos de aprendizaje en procesos de validación de las RGD.
7. Documento de especificación del proceso de extracción, transformación de los datos digitalizados de las RGD al nuevo modelo de datos.
8. Documento de especificación de la aplicación de las técnicas de validación y reglas eléctricas en la topología de las redes eléctricas.
9. Desarrollo informático para la implementación de los procesos de validación y aplicación de las reglas eléctricas en el modelo de datos de las RGD.
10. Documento de resultados concernientes a la primera etapa del proyecto.

Etapa 2

1. Informe de comparativas de las herramientas de código abierto para la administración de funciones de interoperabilidad.
2. Documento del proceso de integración del administrador de interoperabilidad para su incorporación en productivo a la CFE-Distribución.
3. Implementación de los conectores de interoperabilidad entre el almacén corporativo de los modelos de las RGD y la automatización de los procesos de planeación y operación.
4. Aplicación del proceso de interoperabilidad a un conjunto de procesos de planeación para su validación y prueba.
5. Documento de resultados de la aplicación del proceso de interoperabilidad a los procesos de planeación.
6. Documento de resultados concernientes a la segunda etapa de proyecto.

Etapa 3

1. Documento de plan de pruebas de validación de la herramienta corporativa.
2. Documentación de módulos generados para la implementación de la herramienta corporativa.
3. Video capsulas multimedia para integrar en la plataforma de capacitación virtual de la CFE-Distribución.
4. Informe de resultados de las pruebas operativas realizadas con el área de TIC de CFE-Distribución.
5. Curso de capacitación para la administración de TI en la arquitectura de la herramienta corporativa (para un grupo de 5 a 10 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.
6. Curso de capacitación al personal de desarrollo de TI en la estructura y reglas de negocios de la herramienta corporativa para integrar nuevas funcionalidades y dar soporte (para un grupo de 5 a 10 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.
7. Curso de capacitación al personal de planeación en la herramienta corporativa y las funciones de interoperabilidad (para un grupo de 5 a 20 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.
8. Informe de resultados obtenidos.
9. Presentación final de resultados a CFE-Distribución.
10. Reporte de actividades sobre el soporte y atención de incidencias de la herramienta corporativa.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $20,162,203.68
Concurrente: $9,006,110.00

Duración del Proyecto

48 meses.

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las Redes Generales de Distribución (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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Metodología basada en la analítica de datos recolectados para identificar las pérdidas de energía eléctrica en las RGD.

Etapa 2

a) Herramienta informática para visualizar los circuitos de media tensión y ubicar las pérdidas generadas en las RGD.

Etapa 3

a) Procedimiento para ubicar los puntos donde ocurren las pérdidas de energía en las RGD, segmentando los circuitos de media tensión para "acorralar" dichas pérdidas.

Etapa 4

a) Procedimiento para reducir las incertidumbres en el proceso de planeación al contar con una mejor identificación de ubicación de las pérdidas en las RGD.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Informe del estudio del arte para la selección del método analítico para procesar datos recolectados (mediciones) y descubrir patrones de comportamiento.
2. Informe técnico con información de los resultados obtenidos de la revisión de los documentos nacionales e internacionales para determinar las pérdidas en las RGD.
3. Informe técnico con información de las arquitecturas, protocolos y herramientas de comunicación y

control para la prueba de la herramienta informática.
4. Manual del proceso extracción y tratado de la información de las mediciones de los sistemas de la CFE distribución para su análisis y depuración.
5. Manual de la aplicación del método analítico en una zona.

Etapa 2

1. Informe de las capacidades de la herramienta informática a desarrollar para la ubicación de las pérdidas en las RGD.
2. Manual del desarrollo de la herramienta informática para la ubicación de las pérdidas generadas en las RGD.
3. Documento técnico para el proceso de cálculo de las pérdidas totales mediante un análisis del balance de energía del sistema de distribución.
4. Informe técnico de resultados de las pruebas de validación, operación y desarrollo, realizadas con la herramienta informática (INEEL-CFE Distribución). Creación de los modelos para pruebas con la herramienta de informática para la ubicación de pérdidas en las RGD.
5. Manuales de uso de la herramienta informática basada en información geográfica.
6. Informe técnico sobre el potencial de la herramienta informática para la ubicación de las pérdidas generadas en las RGD.

Etapa 3

1. Documento técnico para determinar las pérdidas en los circuitos de media tensión de las RGD segmentando el circuito con la ubicación de los restauradores.
2. Informe del proceso de depuración y selección de los valores y tipo de pérdidas generadas en los circuitos de media tensión de las RGD.
3. Informe técnico de los resultados obtenidos de los análisis de pérdidas de los circuitos de media tensión con la herramienta Informática.
4. Documento para identificación de las pérdidas técnicas y no técnicas generadas en los circuitos de media tensión de las RGD.
5. Informe de los resultados obtenidos con la herramienta informática para determinar y ubicar las pérdidas generadas en las RGD.

Etapa 4

1. Documento de las funciones de la herramienta para visualizar las pérdidas en los puntos de medición (restauradores), en los circuitos de media tensión de las RGD.
2. Documento del proceso de recolección de datos de medición para realizar los estudios e identificar los sitios o puntos donde se estén generando las pérdidas en las RGD e Informe de los beneficios que se obtienen al acorralar las pérdidas en las RGD en la planeación de la red eléctrica nacional.
3. Informe y presentación de los resultados de los trabajos de investigación.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $6,128,874.00
Concurrente: $2,035,096.00

Duración del Proyecto

24 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) En esta etapa se elaborará el material y se impartirá la capacitación para personal de CFE Distribución en los siguientes cuatro módulos:

I. Modelado de sistemas eléctricos de distribución de media y baja tensión con Synergi.
II. Análisis de flujos de potencia instantánea en los circuitos de media y baja tensión con Synergi.
III. Análisis de fallas de circuitos de media tensión para determinar las corrientes de corto circuito.
IV. Análisis de la capacidad de alojamiento de la generación distribuida en los circuitos de media tensión de las RGD. Además, se incluirá la capacitación en la herramienta de estudios eléctricos de CFE Distribución.

Etapa 2

a) En esta etapa se elaborará el material y se impartirá la capacitación para personal de CFE Distribución en los siguientes cinco módulos:

V. Compensación de potencia reactiva en circuitos de media tensión de las RGD.
VI. Pronóstico de demanda a largo plazo en los elementos de transformación de AT/MT y circuitos de MT/MT de las RGD.
VII. Planeación del área de influencia y centros de carga de nuevas subestaciones de distribución de AT/MT.
VIII. Diseño muestral y análisis para la estimación de pérdidas totales en redes de baja tensión con un nivel de confianza y grado de error aceptable.
IX. Análisis económico de proyectos de inversión.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico de consulta para los cuatro módulos de capacitación. Informe técnico que contiene el material de consulta con los cuatro módulos de capacitación mencionados.

2. Reporte con la estructura y preparación de los contenidos de los cuatro cursos de capacitación, con los temas indicados en la Etapa 1.
Informe técnico de los contenidos de cuatro módulos de capacitación.
3. Reporte de la integración de material, que incluye los guiones en video y manuales digitales de cada curso, e impartición de cada uno de los cuatro módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 1), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
4. Constancia de la integración e impartición de cuatro módulos de capacitación y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
5. Videos de la impartición de cuatro módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 1), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de cuatro módulos y constancias emitidas a los participantes.
6. Reporte con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.
Informe técnico con la aprobación de los módulos de capacitación.
7. Reporte del soporte técnico del INEEL proporcionado a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.
Constancia del apoyo del INEEL a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

Etapa 2

1. Reporte técnico de consulta para los cinco módulos de capacitación.
Informe técnico que contiene el material de consulta con los cinco módulos de capacitación mencionados.
2. Reporte con la estructura y preparación de los contenidos de los cinco cursos de capacitación, con los temas indicados en la actividad 1 de la Etapa 2.
Informe técnico de los guiones de cinco módulos de capacitación.
3. Reporte de la integración de material, que incluye los guiones en video y manuales digitales de cada curso, e impartición de cada uno de los cinco módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 2), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
Constancia de la integración e impartición de cinco módulos de capacitación y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
4. Videos de la impartición de cinco módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 2), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.
Se extenderán constancias a los participantes de cada curso emitidas por el INEEL con reconocimiento curricular por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).
Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de cinco módulos y constancias a los participantes de cada curso.
5. Reporte con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.

Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.
6. Reporte del soporte técnico del INEEL proporcionado a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.
Constancia del apoyo del INEEL a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $43,927,923.80
Concurrente: $23,020,865.94

Duración del Proyecto

36 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Desarrollo de Metodología para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
b) Desarrollo de Sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
c) Desarrollar un Sistema de Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF6 basado en Condición, que incluya el desarrollo de una metodología, para calcular el índice de salud, integrando los parámetros de humedad en el gas y subproductos del SF6 medidos a través del SiMoS-SF6 que permitan llevar a cabo la semaforización de la condición de interruptores mediante mediciones en línea.
d) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).
e) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.

Etapa 2

a) Desarrollo de Metodología para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
b) Desarrollo de Sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
c) Desarrollar un Sistema de Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF6 basado en Condición, que incluya el desarrollo de una metodología, para calcular el índice de salud, integrando los parámetros de humedad en el gas y subproductos del SF6 medidos a través del SiMoS-SF6 que permitan llevar a cabo la semaforización de la condición de interruptores mediante mediciones en línea.
d) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).
e) Desarrollo de herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión.
f) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.

Etapa 3

a) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).
b) Desarrollo de herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión.
c) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.

Productos / Entregables

1. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot de 170°C.
2. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot de 140°C.
3. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot para envejecimiento normal (110°C) de acuerdo con la norma IEEE C57.91.
4. Reporte técnico con los resultados experimentales para transformadores tipo columna y acorazados en arreglos a escala reducida.
5. Reporte técnico con el modelo de envejecimiento del aislamiento sólido en función del contenido de gases disueltos, Metanol, Etanol, furfurales vs GP a diferentes temperaturas y contenidos de humedad en el papel.
6. Reporte técnico con la metodología para la administración de la sobrecarga y estimación de la vida residual para Transformadores de Potencia.
7. Reporte técnico con la especificación del sistema para la administración de la sobrecarga y estimación de la vida residual.

8. Instalación y puesta en servicio del sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia, en un servidor de CFE Transmisión. Manual de usuario y constancias de capacitación al personal que defina la CFE Transmisión.
9. Reporte técnico con la Estimación de los límites de sobrecarga segura y vida residual en 48 equipos evaluados utilizando la metodología desarrollada.
10. Reporte técnico conteniendo la validación de los materiales y bienes solicitados acorde a lo especificado, que garantice el cumplimiento de los productos finales del proyecto.
11. Reporte técnico conteniendo el desarrollo de los algoritmos que soportan la metodología para determinar la condición de interruptores de potencia previamente realizada en un proyecto previo. Dicha metodología permite el cálculo del índice de condición de los interruptores con base en la concentración de los subproductos del gas SF6, incluyendo aquellos que no se encuentran aún normalizados (Sulfuro de Tionilo y de Sulfurilo).
12. Programa que integra las mediciones en línea del sensor y la metodología de la condición del gas SF6. Este programa estará integrado al SISIP. Se entregará código fuente y manual de usuario.
13. Reporte técnico conteniendo la evidencia de la fabricación de los 10 Sistemas de Monitoreo con conexión inalámbrica (Radiofrecuencia @ 2.4 GHz) para transferencia de información.
14. Instalación y puesta en servicio de 27 sensores en 9 interruptores de una subestación y 3 sensores en una GIS. La subestación y la GIS serán seleccionadas en conjunto con CFE Transmisión.
15. Reporte técnico de resultados de la instalación y validación del Sistema de Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF6 basado en Condición.
16. Reporte técnico con la especificación y diseño conceptual de los sensores a desarrollar.
17. Reporte técnico con la Especificación y diseño conceptual del sistema de detección y diagnóstico de GIS en banda UHF.
18. Reporte técnico con la validación de las especificaciones y características de los materiales y bienes adquiridos para el desarrollo de sensores, amplificadores y DEI´s.
19. Prototipos mejorados de sensores y amplificadores. Prototipo inicial del sistema de detección y diagnóstico de GIS en banda UHF.
20. Reporte técnico con la especificación del software de operación del equipo.
21. Reporte técnico con los resultados de la operación en ambiente de laboratorio, de los sensores y amplificadores desarrollados, conectados a un equipo convencional de detección de descargas parciales.
22. Reporte técnico con la metodología de diagnóstico de GIS.
23. Reporte técnico con la evaluación del equipamiento y metodología en una GIS en campo.
24. Constancias de capacitación en el uso del sistema portátil al personal que CFE Transmisión designe.
25. Herramienta de interfaz con la plataforma corporativa.
26. Reporte técnico que incluye las especificaciones técnicas y planos del sistema de monitoreo remoto.
27. Prototipo de sensor de monitoreo inteligente, ensamblado y probado a nivel laboratorio según especificaciones técnica.
28. Reporte técnico con las pruebas de norma aplicadas en un laboratorio certificado de acuerdo con la especificación técnica.

29. Instalación y puesta en servicio de 30 sensores de apartarrayos en una subestación seleccionada en conjunto con CFE Transmisión.
30. Reporte técnico con resultados de pruebas de puesta en operación del sistema de monitoreo.
31. Reporte técnico con el comparativo de pruebas de caracterización de apartarrayos retirados y nuevos.
32. Reporte técnico con el análisis, las correlaciones realizadas y el modelo desarrollado para determinar el envejecimiento de apartarrayos basado en pruebas de laboratorio.
33. Reporte técnico con los resultados del monitoreo de apartarrayos mediante sistema de monitoreo remoto. Asimismo, incluye los resultados de la evaluación comparativa de al menos dos sistemas de medición comerciales con información proporcionada por CFE.
34. Reporte técnico con el análisis, correlación y las conclusiones de los resultados obtenidos durante el monitoreo de apartarrayos.
35. Reporte técnico con el diseño de la metodología que permitirá evaluar el estado operativo de apartarrayos.
36. Reporte técnico con la especificación de la herramienta corporativa.
37. Reporte técnico con el diseño de la herramienta corporativa.
38. Código fuente de la interoperabilidad de los sistemas existentes (SISIP, SIDICOT).
39. Código fuente de la Herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento de equipo eléctrico de subestaciones.
40. Reporte técnico con las pruebas realizadas a la herramienta corporativa para evaluar su funcionalidad y operación.
41. Instalación y puesta en servicio de la herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión, en servidores de la CFE. Manual de usuario y constancias de capacitación al personal que CFE Transmisión designe.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $27,746,740.63
Concurrente: $8,324,011.37

Duración del Proyecto

48 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Identificar y ponderar los parámetros de mayor peso que determinan la condición de las principales componentes de las líneas de transmisión, a partir de metodologías documentadas de diagnóstico en sitio y de la experiencia del personal de operación y de especialistas de la CFE.
b) Establecer y ponderar los criterios de importancia de las líneas de transmisión, con la participación del personal de operación y de especialistas de la CFE.
c) Estandarizar la información requerida para determinar la condición e importancia de líneas de transmisión y para el análisis y establecimiento de las estrategias de mantenimiento, mediante la elaboración de formatos uniformizados.

Etapa 2

a) Desarrollar algoritmos para determinar la condición e importancia, la estrategia óptima de mantenimiento y el costo económico del mantenimiento, que permitan evaluar la Confiabilidad de las líneas de transmisión, mediante el uso de las técnicas RCM y analítica de datos.

Etapa 3

a) Especificar, diseñar e implementar el sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, de la CFE, integrando los algoritmos correspondientes y capturando la información necesaria de las líneas de transmisión, en un ambiente web que le permita al usuario observar los resultados de manera gráfica y tabular.

Etapa 4

a) Validar el sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y capacitar a personal de la CFE, con información histórica de las diferentes GRT's.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Estado del arte de las metodologías para la gestión de mantenimiento y diagnóstico de líneas aéreas de transmisión.
2. Factores de ponderación de los criterios de condición de los principales elementos de las líneas de transmisión (aisladores, apartarrayos, conductores de fase, hilo de guarda, estructura, conductor de puesta a tierra, etc.).
3. Factores de ponderación de los criterios de importancia de las líneas de transmisión y de sus elementos principales.
4. Definición de los parámetros a usar en los formatos uniformizados de la información requerida y procedimiento de captura, para el Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión.
5. Diagrama de Flujo de los algoritmos para determinar los índices de condición de la línea de transmisión.
6. Avance de la especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y

acceso a la información del sistema de gestión.

Etapa 2

1. Formatos uniformizados de la información requerida y procedimiento de captura, implantados en la GRT´s.
2. Metodologías de evaluación para la condición operativa de los elementos principales de las líneas de transmisión, con base en sus criterios de inspección.
3. Captura de la información registrada en los formatos uniformizados de todas las líneas de transmisión de la CFE en el sistema de gestión de mantenimiento, por parte del INEEL, con el apoyo de la CFE.
4. Algoritmos para determinar los índices de condición e importancia, la prioridad de las tareas de mantenimiento y costos de mantenimiento.
5. Avance de la especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y acceso a la información del sistema de gestión.

Etapa 3

1. Especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y acceso a la información del sistema de gestión.
2. Diseño Web de la arquitectura sobre un ambiente Web de la metodología del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.
3. Implementación y prueba de la especificación y diseño de la gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.

Etapa 4

1. Resultados de la validación en las 108 líneas de transmisión, con base en la comparación de los resultados del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, con la información correspondiente en los registros de mantenimiento.
2. Sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, para optimizar las estrategias de mantenimiento a fin de reducir costos e incrementar la Confiabilidad de las líneas de transmisión.
3. Reporte técnico del curso del manejo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.
4. Constancia de participación en el curso del manejo del Sistema de Gestión del Mantenimiento basado en la Condición y Riesgo, en Líneas de Transmisión, con las rubricas de las autoridades del INEEL.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $19,191,959.50
Concurrente: $5,902,500.00

Duración del Proyecto

43 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Organización de la oficina de pilotos y cumplimiento del marco normativo y regulatorio de drones.

Etapa 2

a) Formación de recursos humanos y certificación de personal para uso comercial de drones.

Etapa 3

a) Desarrollo de aplicaciones de maniobras de inspección para construcción.

Etapa 4

a) Evaluación del uso de la tecnología de drones en el sector eléctrico.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Revisión del estado del arte y de la práctica en el uso de drones en la industria eléctrica.
2. Identificación de las aplicaciones específicas con drones que se emplearán en CPTT, considerando tecnologías BIM (Building Information Model).

Etapa 2

1. Análisis de las diversas plataformas de desarrollo de aplicaciones para dron, en el que se especifique la plataforma de desarrollo que utilizará la CFE, para desarrollar aplicaciones específicas para los trabajos de inspección en infraestructura eléctrica y obras de construcción.
2. Desarrollo de la estructura orgánica o del proceso de elaboración de la oficina de pilotos definiendo: objetivo, funciones, reglamento y procedimientos para control y operación de drones al interior de la CFE.
3. Desarrollo de propuestas de procedimientos, reglamentos y

manuales para control y operación de drones al interior de la CFE.
4. Desarrollo de guías, procedimientos, manuales y estándares del uso de drones en la industria. Propuesta para la DGAC sobre el uso de drones en la industria.
5. Desarrollo de curso básico para la operación de drones, incluyendo mantenimiento preventivo y correctivo.
6. Desarrollo de curso avanzado para la operación de drones en: Espacios cerrados, Sistemas Eléctricos, Espacios abiertos con vuelo automatizado.
7. Desarrollo de la certificación de pilotos de drones para su operación en Sistemas Eléctricos e industriales de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-107.
8. Especificación de las cámaras para ser utilizadas en un dron para inspección de infraestructura eléctrica.

Etapa 3

1. Diseño y desarrollo e implantación de la aplicación para gestión de maniobras de inspección con el uso de drones, especificando las opciones de inspección visual, así como las rutinas de inspección para las estructuras tipo seleccionada.
2. Implantación de la oficina de pilotos y los procedimientos de inspección de obras e infraestructura en la CPTT.
3. Documentación de experiencias de evaluación de elementos estructurales con drones.
4. Especificación de la metodología de inspección con drones en elementos estructurales.
5. Implementación de una aplicación para integrar la información de drones a la tecnología BIM.
6. Implantación de herramientas para fotogrametría y topología aérea en la CPTT.

Etapa 4

1. Evaluación del impacto económico en los procesos de inspección de infraestructura, incluyendo un análisis de Confiabilidad.
2. Evaluación del impacto de la tecnología de drones en la Confiabilidad de los procesos de construcción y seguimiento de obras.
3. Análisis y plan de negocios de nuevas aplicaciones de drones en el sector eléctrico.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CPTT CFE - Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la Comisión Federal De Electricidad.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $11,254,692.00
Concurrente: $4,040,640.00

Duración del Proyecto

48 meses.

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, para enfocar la implementación de los SAE en solucionar dichos problemas, así como para contar políticas públicas que regulen la operación de los SAE.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Esta etapa consiste en llevar a cabo una revisión al estado del arte en relación de tecnologías de almacenamiento de energía con aplicaciones en la red. Posteriormente se llevarán a cabo estudios técnicos y económicos sobre la integración de SAE en la RNT y las RGD. Se generarán indicadores asociados al diferimiento de inversión en dos escenarios: 1, los SAE ofrecen productos al Transportista o Distribuidor en un periodo prolongado; y 2, los SAE ofrecen productos al Transportista o Distribuidor en un muy corto plazo y durante un periodo de tiempo corto.

Etapa 2

a) Durante esta etapa se llevarán a cabo propuestas para regular la integración de SAE en la red. También se propondrá un esquema de jerarquización en la operación de SAE.

Etapa 3

a) Consiste en actualizar el estudio para proponer el despliegue de nuevos SAE en la red y el estado del arte. También se va a revisar la propuesta de regulación y en su caso, actualizarla para mejorar el mecanismo. Se llevará un seguimiento sobre la entrada en vigor de posibles regulaciones en materia de SAE.

Etapa 4

a) Consiste en llevar a cabo un seguimiento sobre la entrada en vigor de regulaciones en materia de SAE.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico con el informe del estado del arte de la tecnología de SAE y la regulación.
2. Reporte con el estudio técnico de integración a la red de SAE, que incluya indicadores de impacto de los SAE en la RNT y las RGD.
3. Estudio de factibilidad técnico-económica, que incluya alternativas para el despliegue de tecnologías de almacenamiento en diversas regiones del país, principalmente de aire comprimido, bioquímicos y rebombeo.

Etapa 2

1. Desarrollo de guía para jerarquizar la operación de SAE, evitando interpretación de manipulación de precios.

2. Propuesta de regulación en la integración de tecnologías de almacenamiento de energía en México, de acuerdo con los indicadores de impacto en la red.

Etapa 3

1. Propuesta para el despliegue de nuevos SAE.
2. Documento de seguimiento a mecanismos de regulaciones en SAE.
3. Documento del estado del arte actualizado sobre tecnologías comercialmente disponibles.

Etapa 4

1. Documento de seguimiento a mecanismos de regulaciones en SAE.
2. Análisis de los criterios vigentes en la jerarquización de la operación de SAE, considerando nuevas tecnologías de almacenamiento.
3. Análisis de la regulación en un horizonte de lago plazo, considerando la evolución de las tecnologías de almacenamiento y la red.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $30,482,891.38
Concurrente: $12,792,701.62

Duración del Proyecto

36 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Revisión y análisis del estado del arte relacionado con las metodologías actuales para la determinación de la estructura de costos, tarifas reguladas y retribuciones asociadas a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) suministrados por las Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
b) Desarrollo de los algoritmos de cálculo e integración de metodologías, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, que las Centrales de Generación proporcionan

a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

Etapa 2

a) Desarrollo de los algoritmos de cálculo e integración de metodologías, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, que las Centrales de Generación proporcionan a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

Etapa 3

a) Aplicación de los algoritmos de cálculo y de las metodologías desarrolladas, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociadas a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, en doce unidades generadoras de Centrales Eléctricas, que se tomarán como casos de estudio.
b) Transferencia de conocimiento, desarrollo de recursos humanos.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Documento técnico sobre el estado del arte de las metodologías para la determinación de la estructura de costos de producción de Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales de generación a mercados eléctricos primarios a nivel mundial.
2. Documento técnico sobre el estado del arte de las metodologías para la determinación de las tarifas reguladas y retribuciones de los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales de Generación a mercados eléctricos primarios a nivel mundial.
3. Documento técnico que incluye la identificación y análisis de los componentes de costos, tarifas y retribuciones de Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales Térmicas e Hidráulicas.

Etapa 2

1. Documento técnico que incluye los algoritmos de cálculo e integración de una metodología, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el MEM, que las Centrales de Generación Térmicas e hidráulicas proporcionan al SEN.
2. Metodologías para determinar los costos, tarifas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el MEM que las Centrales Eléctricas proporcionan a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

Etapa 3

1. Documento técnico que incluye la selección de doce unidades generadoras de Centrales de Generación (casos de estudio), con base al análisis de su relevancia en el suministro de los servicios conexos no incluidos en el MEM al SEN.
2. Documento técnico que incluye el análisis de la información de doce unidades generadoras seleccionadas, para identificar los componentes incluidos en los modos de operación para suministro de servicios conexos y los costos asociados a éstos.
3. Documento técnico que incluye, el cálculo de los costos, tarifas y retribuciones de los servicios Conexos de las Centrales de Generación incluidas como casos de estudio mediante la

aplicación de los algoritmos de cálculo y la metodología desarrollada.
4. Contenido técnico de cursos de capacitación.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $3,937,387.00
Concurrente: $1,533,618.00

Duración del Proyecto

24 meses.

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 Redes Generales de Distribución e identificar mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas para cumplir con el Código de Red.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Analizar las regulaciones y experiencias tanto nacionales como internacionales en materia de generación distribuida con la finalidad de proponer una serie de modificaciones y nuevos requerimientos a la regulación nacional.

Etapa 2

a) Analizar las funciones avanzadas de los inversores utilizados a nivel internacional, los esquemas utilizados y de los sistemas de administración de la generación distribuida con base en las experiencias tanto nacionales como internacionales en esta materia, con la finalidad de identificar y proponer mejoras.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico de la revisión del Manual de interconexión de centrales con capacidad menor a 0.5 MW.
2. Reporte técnico de regulaciones internacionales en materia de generación distribuida.

3. Reporte técnico de revisión de regulaciones nacionales en materia de generación distribuida y aspectos relacionados del Código de Red.
4. Reporte técnico del análisis de los factores de impacto y metodologías utilizadas en la evaluación de la capacidad de alojamiento.
5. Reporte técnico del análisis de los beneficios y las implicaciones por la digitalización del "Procedimiento para la atención de solicitudes de interconexión de centrales eléctricas y GD".
6. Asistencia a curso sobre interconexión de generación distribuida.
7. Reporte técnico de los resultados de las reuniones realizadas con el sector para revisión de las propuestas realizadas en la etapa.

Etapa 2

1. Reporte técnico del estado de la normatividad nacional e internacional para prueba y certificación de los inversores.
2. Reporte técnico de los beneficios derivados de la instalación de la generación distribuida desde la perspectiva de los consumidores y la sociedad.
3. Evaluación técnica para el proceso de interconexión de generación distribuida.
4. Reporte técnico de la elaboración de propuesta técnica para la inclusión de las funciones avanzadas de los inversores en las regulaciones.
5. Asistencia a curso sobre interconexión de generación distribuida.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $16,801,619.43
Concurrente: $7,135,835.35

Duración del Proyecto

48 meses.

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 Redes Generales de Distribución (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 voltaje con el uso de inversores.

Para propósitos de este documento, las siglas RGD integran a las redes de media y baja tensión.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Análisis de las mejores prácticas internacionales por la inclusión de las tecnologías de Generación Distribuida (GD) en las Redes Generales de Distribución (RGD).

Etapa 2

a) Simulaciones técnicas de una red de distribución que cuente con GD conectada a las RGD.

Etapa 3

a) Desarrollo de modelos de software para cuantificar indicadores por la inclusión de la GD en las RGD.

Etapa 4

a) Simulaciones técnico-económicas en una RGD por la inclusión de la GD.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico con los resultados del análisis de las mejores prácticas internacionales referente a indicadores que cuantifiquen beneficios de las tecnologías de GD y que puedan ser utilizados en proyectos para la planeación y operación de las RGD.
2. Reporte técnico con el análisis de las posibles herramientas provenientes de los sistemas de GD que puedan favorecer la operación del Distribuidor.
3. Reporte técnico con base en el análisis internacional del efecto de las pérdidas de energía eléctrica en las RGD por la inclusión de las tecnologías de GD.
4. Reporte técnico con los resultados del análisis de las mejores prácticas internacionales referente a indicadores que cuantifiquen beneficios de las tecnologías de GD y que puedan ser utilizados en proyectos para la planeación y operación de las RGD (complementa a la actividad 1).
5. Reporte técnico de la simulación y análisis de una red de distribución para cuantificar los indicadores a través de una herramienta comercial de software en su operación sin GD y ante el efecto de la GD en la RGD.

Etapa 2

1. Reporte del desarrollo de la herramienta informática para analizar y cuantificar el comportamiento de los indicadores en las RGD en presencia de GD en media tensión y baja tensión.
2. Reporte técnico con los indicadores para mejorar el aprovechamiento de los recursos de la GD en las RGD de la CFE distribución, necesidades regulatorias, técnicas y económicas para su aprovechamiento.
3. Reporte técnico con la metodología y límites necesarios para considerar indicadores que cuantifiquen el impacto de la GD en las RGD.

Etapa 3

1. Reporte técnico y documentación de los desarrollos para la implementación y aplicación de la herramienta computacional desarrollada para analizar y cuantificar los indicadores en las RGD ante el impacto de la GD. Capacitación al finalizar el curso, el INEEL entregará constancias de capacitación a todos los integrantes que

hayan cumplido con su participación y asistencia.
2. Reporte del análisis de escenarios para cuantificar las pérdidas de energía eléctrica debido a la interconexión de la GD en una RGD.

Etapa 4

1. Reporte técnico del análisis de cuantificación de pérdidas de energía eléctrica debido a la interconexión de la GD en una RGD.
2. Reporte técnico del análisis técnico económico debido a la interconexión de la GD en una RGD.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.**
2. CENIDET - Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $23,291,591.00
Concurrente: $8,408,704.00

Duración del Proyecto

48 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Funciones avanzadas y convencionales estratégicas, regulaciones, estándares y equipamiento para la prueba de inversores para fuentes de energía renovables.

Etapa 2

a) Plataforma de prueba, esquemas y comunicación para las pruebas de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.

Etapa 3

a) Aplicaciones, validación y homologación de esquemas de pruebas de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.

Etapa 4

a) Protocolos de prueba para evaluar la interoperabilidad y funcionalidad de inversores avanzados y convencionales; y Documento de Especificación Técnica para Inversores.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte de la capacidad de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores para las fuentes de energía renovables.
2. Documento con características técnicas del equipo y evidencia de la puesta en operación (i.e. memoria fotográfica).
3. Convenio de colaboración por cada institución y empresa participante en el proyecto.
4. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 1 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

Etapa 2

1. Arquitecturas, protocolos y herramientas de comunicación y control para la prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.
2. Documentos probatorios de la capacitación de 8 investigadores de las instituciones participantes.
3. Metodologías y técnicas de simulación para la prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de inversores.
4. Modelado de la red de prueba con las herramientas de la Plataforma Avanzada de Simulación, aplicando el esquema "Power Hardware In the Loop".
5. Desarrollo de simulaciones en línea con el modelo de la red de prueba (on-line) y las herramientas del simulador en tiempo real de la Plataforma Avanzada de Simulación.
6. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.
7. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 2 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

Etapa 3

1. Esquemas de prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores establecidas en la norma IEC TR 61850-90-7.
2. Modelos de los esquemas de prueba con condiciones más realistas, similares a la operación en campo, para la evaluación de los inversores con funciones avanzadas y convencionales estratégicas.
3. Modelos de los esquemas nacionales para la prueba de inversores avanzados con base en lo establecido en el código de red y requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional.
4. Algoritmos de prueba (scripts) desarrollados con las herramientas disponibles en la Plataforma Avanzada de Simulación.
5. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.
6. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 3 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

Etapa 4

1. Protocolos de prueba para evaluar la interoperabilidad y funcionalidad de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores, con base en lo establecido en el código de red y

requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional.
2. Documento de Especificación Técnica para Inversores (a revisión de la entidad correspondiente).
3. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.
4. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 4 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $13,734,655.41
Concurrente: $5,385,425.78

Duración del Proyecto

48 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Catálogo de preguntas teóricas y casos de estudio práctico. Especificación de la plataforma de evaluación. También se desarrollará el material multimedia para la evaluación tanto teórica como práctica. Se desarrollará y se llevará a cabo la puesta en funcionamiento de la plataforma PLADIEVA.

Etapa 2

a) Implementación de la plataforma y aplicación de exámenes piloto para revisión de la plataforma, y desarrollo de modelos para la redacción del Certificado de cumplimiento y verificación/contrastación del sistema.

Etapa 3

a) Elaboración de paquete de preguntas teóricas técnicas con base en la normatividad de la CRE para la certificación de UVs (Generación, Trasmisión y Distribución).

Etapa 4

a) Se dará seguimiento al sistema y plataforma multimedia mediante auditorías trimestrales y reaplicación de exámenes.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Catálogo de preguntas teóricas para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Inspección.
2. Catálogo de casos de estudio prácticos para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Inspección.
3. Especificación de los módulos de evaluación teórica.
4. Documento de Especificación de los módulos de evaluación práctica.
5. Documento de Especificación de la arquitectura de la plataforma de evaluación.
6. Documento de Especificación del portal de servicios.
7. Módulo de evaluación teórica funcional integrado a la plataforma.
8. Módulo de evaluación práctica funcional integrado a la plataforma.
9. Portal de servicios integrado a la plataforma.
10. Documento de pruebas y validación de la plataforma por parte del personal de la CRE.
11. Versión funcional de la plataforma con acceso remoto. Manual de usuario. Manual de instalación.
12. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

Etapa 2

1. Documento con los resultados de la verificación y contrastación del sistema en la aplicación de exámenes piloto.
2. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.
3. Informe del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
4. Reporte de los modelos para la redacción del Certificado de cumplimiento de las obras o instalaciones.
5. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

Etapa 3

1. Catálogo de preguntas teóricas para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Verificación.
2. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.
3. Reporte de la verificación y contrastación del sistema en caso de que no se apruebe el primer examen.
4. Informe del seguimiento del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
5. Versión del módulo de evaluación teórica de las Unidades de Verificación (Generación, Transmisión y Distribución).
6. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

Etapa 4

1. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.
2. Reporte de la verificación y contrastación del sistema en caso de que no se apruebe el primer examen.
3. Informe del seguimiento del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
4. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.**

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen "fondo", el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen "concurrente", que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $13,836,748.79
Concurrente: $5,104,667.42

Duración del Proyecto

24 meses.

Objetivos

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 de corto plazo, b) Mercado de servicios conexos y c) Mercado de Balance de Potencia.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Estado del arte de oferta de demanda controlable y estándares aplicables y, Modelado y simulación de características termoeléctricas de equipos de refrigeración y prototipo de equipos de medición.

Etapa 2

a) Validación de modelo, pruebas en campo, software para control de demanda y modelo de determinación de precio de oferta, Estudio de factibilidad técnica económica de demanda controlable y modelo de negocio.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Estudio de mercado y estado de arte para determinar los equipos típicos y la factibilidad técnica de control de demanda.
2. Estado de arte y aplicación de protocolos de control de demanda dispersa.
3. Modelo genérico preliminar para determinación de precio de oferta de Demanda Controlable para su presentación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Etapa 2

1. Modelo de determinación de precio de oferta de demanda controlable.
2. Software de control de demanda controlable dispersa.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $20,736,854.56
Concurrente: $6,238,352.00

Duración del Proyecto

42 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Etapa para la definición de alcances (activos e infraestructura crítica) así como para la recopilación de información requerida para la estandarización de ciberseguridad que se requiere para la implementación y fortalecimiento de los mecanismos de protección y para determinar el estado actual de las empresas productivas en materia de ciberseguridad.

Etapa 2

a) Etapa para la implementación y operación de controles de seguridad como parte del fortalecimiento de los esquemas de protección.

Etapa 3

a) Etapa para el monitoreo y retroalimentación de mejoras detectadas en los controles de ciberseguridad.

Etapa 4

a) Etapa para la transferencia final de los mecanismos de protección que hayan sido definidos.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Documento del estado del arte y mapa de ruta de estándares y mejores prácticas de ciberseguridad para la REI en México.
2. Marco de trabajo para la estandarización de ciberseguridad en la REI en México.
3. Modelo de desarrollo de sistemas seguros para la estandarización de sistemas de información para REI Nacional.
4. Documento con el informe de la revisión y diagnóstico del contexto inicial de ciberseguridad en la empresa productiva “CFE Transmisión”.
5. Análisis de vulnerabilidades en la red de datos y equipo OT previamente seleccionado, de la empresa productiva “CFE Transmisión”, que incluye diagnóstico de vulnerabilidades, planeación y diseño de controles de seguridad e implementación de mejoras. Constancias de participación en eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial
6. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 33%, 33% acumulado).
7. Diseño de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a personas de la CRE, “CFE Transmisión” y otras instituciones o empresas asociadas a las REI. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación. (Informe global de avance de la actividad del 25%, 25% acumulado).

Etapa 2

1. Informe (1 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.
2. Plan de Recuperación de Desastres (DRP por sus siglas en inglés) para dispositivos de adquisición de datos SCADA, previamente seleccionado. Constancias de participación en eventos

de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial.
3. Prototipo de un sistema de monitoreo y prevención de ataques cibernéticos basado en técnicas de ciberdefensa inteligente aplicable a la REI (Avance acumulado del 60%).
4. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva "CFE Transmisión", que está directamente asociada a la REI (Avance del 40%, 40% acumulado).
5. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 33%, 66% acumulado).
6. Formación de recursos humanos especializados en ciberseguridad con la impartición de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a 15 personas de la CRE, "CFE Transmisión" y otras instituciones o empresas asociadas a las REI, 15 constancias del curso impartido. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance de la actividad del 40%, 65% acumulado).
7. Propiedad intelectual por concepto de 2 de 4 solicitudes de registro de derechos de autor por los entregables con número 2 y 3.

Etapa 3

1. Informe (2 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.
2. Prototipo de un sistema de monitoreo y prevención de ataques cibernéticos basado en técnicas de ciberdefensa inteligente aplicable a la REI (Avance acumulado del 100%).
3. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva "CFE Transmisión", que está directamente asociada a la REI (Avance del 40%, 80% acumulado).
4. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 34%, 100% acumulado).
5. Formación de recursos humanos especializados en ciberseguridad con la impartición de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a 15 personas de la CRE, "CFE Transmisión" y otras instituciones o empresas asociadas a las REI, 15 constancias del curso impartido. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance de la actividad del 25%, 90% acumulado).

Etapa 4

1. Informe (3 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.
2. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva "CFE Transmisión", que está directamente asociada a la REI (Avance del 20%, 100% acumulado).
3. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance

de la actividad del 10%, 100% acumulado).
4. Propiedad intelectual por concepto de 2 de 4 solicitudes de registro de derechos de autor por los entregables con número 7 y 8.

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.

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.

Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: $45,261,684.00
Concurrente: $11,487,027.00

Duración del Proyecto

48 meses.

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.

Descripción de las Etapas

Etapa 1

a) Integración de una plataforma de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.
b) Desarrollar e instalar tecnologías renovables (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) en comunidades que tengan necesidad de electrificación con este tipo de tecnologías, con el objetivo de impulsar el desarrollo de estas comunidades y se

integren en el desarrollo económico de México.
c) Análisis de topologías, operación y control para el desarrollo de un Sistema de Administración de Energía (EMS) de Microrredes.

Etapa 2

a) Integración de una plataforma física de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.
b) Desarrollar e instalar tecnologías renovables (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) en comunidades que tengan necesidad de electrificación con este tipo de tecnologías, con el objetivo de impulsar el desarrollo de estas comunidades y se integren en el desarrollo económico de México.
c) Integración de una microrred con una topología básica con operación con software e interfaz y con los controladores en tiempo real.
d) Desarrollo de una plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

Etapa 3

a) Pruebas operacionales a la plataforma física de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.
b) Inspección y monitoreo de los sistemas aislados de generación eléctrica (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) instalados en algunas comunidades alejadas que no tienen acceso a las RGD.
c) Implementación en tiempo real de algoritmos de manejo de energía de la microrred con base en una función objetivo funcional; integra funciones de control de la demanda y de la generación despachable.
d) Difusión de la plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

Etapa 4

a) Inspección y monitoreo de los sistemas aislados de generación eléctrica (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) instalados en algunas comunidades alejadas que no tienen acceso a las RGD.

b) Sistema de regulación de la microrred, se incluyen restricciones físicas de componentes y variables para mejorar su desempeño.

c) Difusión de la plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

Productos / Entregables

Etapa 1

1. Reporte técnico de la planificación y topología del sistema del INEEL.
2. Reporte técnico del modelo digital de la microrred propuesta del INEEL.
3. Reporte técnico de especificación de equipos y sistemas.
4. Reporte técnico para adquisición de equipos. Evidencia fotográfica y reporte de puesta a punto de equipos ya instalados y pruebas de reconocimiento. Reporte del personal

capacitado en la operación del equipo. Discusión de las capacidades adquiridas o fortalecimiento de infraestructura en función al equipo adquirido.
5. Reporte técnico con el análisis y definición de pequeñas comunidades candidatas a electrificarse.
6. Reporte técnico con procedimiento para la visita a comunidades, integración de resultados.
7. Reporte técnico de medición de caudales de ríos en comunidades candidatas.
8. Reporte técnico con acuerdos que definen la o las comunidades candidatas.
9. Reporte técnico con los resultados de trámites y permisos.
10. Reporte técnico con especificación de equipos y sistemas.
11. Reporte técnico para adquisición de equipos. Evidencia fotográfica y reporte de puesta a punto de equipos ya instalados y pruebas de reconocimiento. Reporte del personal capacitado en la operación del equipo. Discusión de las capacidades adquiridas o fortalecimiento de infraestructura en función al equipo adquirido.
12. Metodología y estrategia de capacitación a las comunidades en el uso, operación y mantenimiento de los sistemas de generación eléctrica.
13. Reporte técnico de análisis de topologías, operación y control de microrredes.
14. Reporte técnico de especificaciones de equipos y solicitudes de compra para la integración y desarrollo del EMS.
15. Reporte técnico de implementación y análisis de microrredes mediante software especializado.
16. Reporte técnico de la propuesta de función objetivo y técnicas de solución mediante software.

Etapa 2

1. Reporte técnico para adquisición de equipos etapa final.
2. Reporte técnico de la instalación y puesta en operación de la microrred en el INEEL.
3. Reporte técnico del resultado de las pruebas operacionales.
4. Reporte técnico para adquisición de equipos.
5. Reporte técnico de la instalación y puesta en operación del sistema y/o sistemas instalados.
6. Reporte técnico con el procedimiento para la capacitación, y resultados obtenidos.
7. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.
8. Reporte técnico de equipos operando correctamente y análisis de su interacción con el software.
9. Reporte técnico de microrred operando, en software especializado, con flexibilidad para su operación y control.
10. Reporte técnico con el algoritmo propuesto de regulación y validación del desempeño mediante software.
11. Reporte técnico de algoritmos de control primario y secundario mediante software de simulación.

Etapa 3

1. Reporte técnico de resultados de las pruebas operacionales.
2. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.
3. Reporte técnico de patrones de consumo y generación.
4. Reporte técnico con algoritmos propuestos en los equipos y sistemas adquiridos operando en tiempo real.

5. Reporte técnico con la solución de la función objetivo, integra mediciones reales obtenidas de la microrred.
6. Reporte técnico con resultados de implementación de controladores.
7. Reporte técnico con datos y características de los modelos de los subsistemas.
8. Reporte técnico de análisis de los modelos integrados.
9. Reporte técnico con el resultado de las pruebas de la plataforma digital.
10. Reporte técnico con evidencias de la difusión y resultados.

Etapa 4

1. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.
2. Evidencias de la capacitación a las comunidades en el uso, operación y mantenimiento de los sistemas de generación eléctrica.
3. Reporte de la estrategia de continuidad de la operación de los sistemas de generación Eléctrica.
4. Reporte técnico de análisis de trabajos en el tema para propiedad industrial.
5. Solicitud de registro de un título de propiedad industrial relacionado con el sistema de administración de la energía para la microrred.
6. Reporte técnico de la operación en laboratorio de hardware in the loop de microrredes.
7. Reporte técnico con evidencias de la difusión y resultados.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

12

ESCENARIOS PREVISTOS DE PLANEACIÓN

XII. Escenarios previstos de planeación

Referencias Generales para la Planeación

Para la realización de los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se tomaron como referencia diferentes documentos oficiales de la CFE e información proporcionada por la SENER, así como un diagnóstico de la operación del SEN en 2019.

- Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Diagnóstico de las condiciones operativas reales verano de 2019 en: la disponibilidad y despacho de la generación, disponibilidad y operación de la red eléctrica en transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva. Información estadística del SEN.
- Escenarios del Producto Interno Bruto proporcionado por la SENER, 2020-2034.
- Pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2020-2034, proporcionados por la SENER.
- Pronósticos de consumo y demanda 2020-2034, elaborados por el CENACE.
- Programa de nueva generación de acuerdo con el Programa de Obras oficial de la CFE con información del proceso de licitación de las nuevas Centrales Eléctricas proporcionada por la CFE.
- Cancelación y diferimiento de Centrales Eléctricas y líneas de transmisión de 400 kV, notificado oficialmente por la CFE.
- Características de curvas con base a ofertas del mercado de las Centrales Eléctricas que actualmente están en operación y cálculo de las futuras.
- Cancelación de la licitación por CFE de la línea bipolar de corriente directa del sureste de 3000 MW.
- Programa de nuevas obras de la red eléctrica de acuerdo con el último Programa de Obras oficial de la CFE 2014 – 2028 con información del proceso de licitación de la nueva red proporcionada por la misma CFE. Asimismo, del PRODESEN 2019-2033.
- Proyectos de Centrales Eléctricas que la SENER determinó calificar como estratégicos, cuyo desarrollo e implementación resultan necesarios para cumplir con la política energética nacional, que deben ser incluidos en el PIIRCE.
- Las Centrales Eléctricas con contrato de interconexión con la fecha prevista de operación comercial.
- Las Centrales Eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo.
- Nuevos Centros de Carga que cumplieron los requisitos para su incorporación.
- Actualización de límites térmicos y operativos de la RNT y la RGD del MEM por parte del Transportista y Distribuidor.
- Incorporación de proyectos de transmisión del Presupuesto de Egresos de la Federación 2020 de CFE Distribución.
- Proyectos con tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Debido a que no entrarán en operación ninguno de los proyectos de transmisión en el periodo 2019-2024, la integración de generación renovable eólica y fotovoltaica será muy limitada.

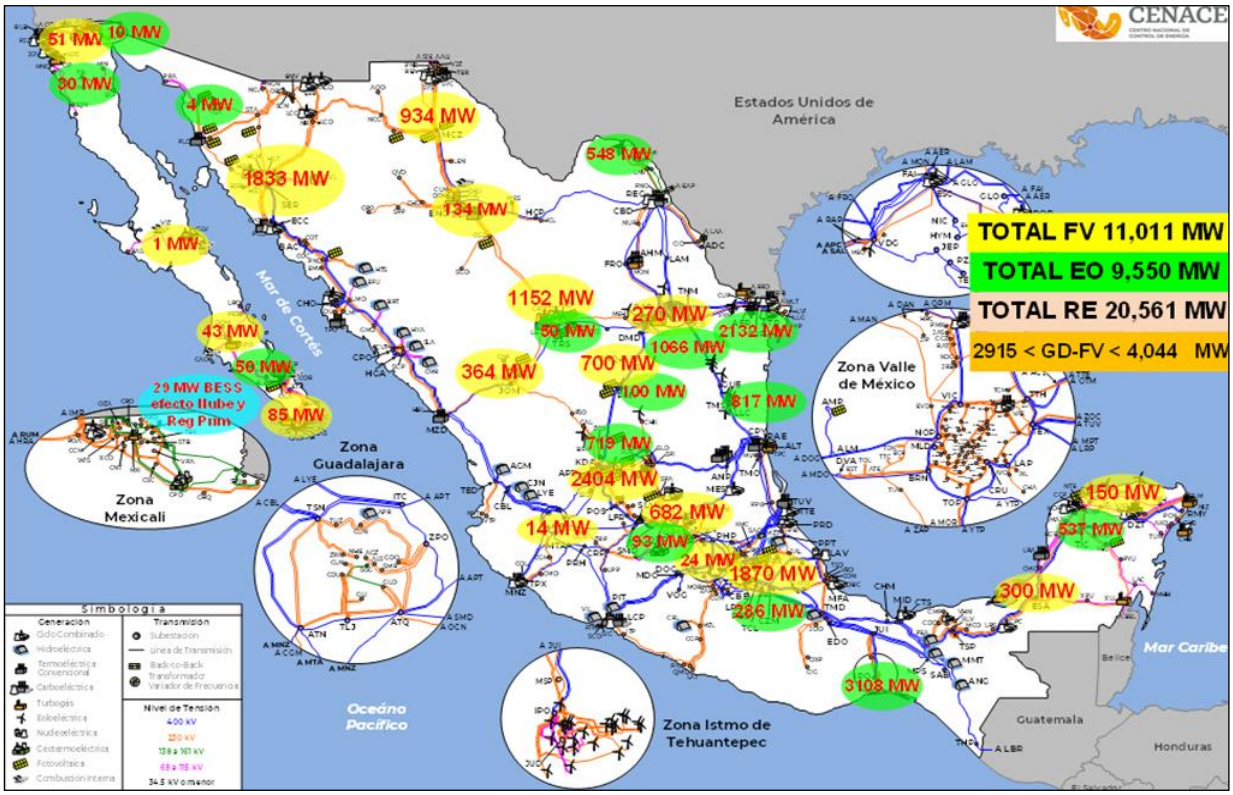
El proceso de la Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista, contempla

la realización de estudios eléctricos en diferentes escenarios de demandas del SEN y horizonte de 15 años.

Los estudios 2020-2024 consideran como base las obras futuras de la red eléctrica que en su momento fueron autorizadas a la CFE por la SHCP hasta el PEF 2016 y las instruidas en los PRODESEN 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 con las fechas de entrada en operación que CFE Transmisión y CFE Distribución han previsto con base al programa presupuestal de estas empresas autorizados en sus consejos de administración.

A nivel informativo en la figura 12.1.1 se ilustran las capacidades de generación fotovoltaica y eólica al 2024.

Figura 12.1.1. Capacidad de generación fotovoltaica y eólica a 2024



Consideraciones de los escenarios

Se analizan diferentes escenarios estacionales de demandas para cubrir el espectro en los niveles significativos de la operación del SEN. Entre ellos:

- Demanda máxima de verano por la tarde. Demanda máxima anual.
- Demanda máxima nocturna de verano en las Gerencias de Control Regionales Noroeste, Norte, Baja California Norte y Baja California Sur cuando la generación solar sea de "cero MW".
- Demanda máxima de invierno. Demanda máxima de la zona metropolitana de la ciudad de México y zona conurbada.
- Demanda media de invierno. Demandas bajas del norte del país y generación solar al máximo, para un día hábil y domingo.

- Demanda mínima de invierno. Demandas mínimas anuales

En lo relativo a la generación, se consideró el programa indicativo proporcionado elaborado con los proyectos estratégicos y los proyectos con Contrato de Interconexión y ganadores de subastas de largo plazo.

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2022 y 2024

La disponibilidad de la generación con Energía Limpia con fuente primaria solar y viento considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país se dividen en tres regiones cada una con su respectiva disponibilidad: Reynosa 50.4%, Güémez 24.99% y Coahuila 42.28%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente del país, en especial en la región de Bajío tienen una disponibilidad 17.86%
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la región de Tehuantepec tienen una disponibilidad en Ixtepec del 28.8% y Juchitán del 21.4%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán y Puebla tienen una disponibilidad del 24.6%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en Baja California tienen una disponibilidad del 31%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 88% en el Norte y Occidental.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 77.78% en el Central, Oriental y Peninsular.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 98.6%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 85% en el Sistema Interconectado Baja California Sur.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 90% en el Sistema Interconectado Baja California.
- Las Centrales Eléctricas Hidráulicas en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda máxima coincidente del SIN, su capacidad disponible es alrededor del 25% de la capacidad instalada.

Las unidades de las centrales hidroeléctricas de Infiernillo, Aguamilpa, La Yesca, El Cajón, Malpaso, Temascal y Huites se degradan por nivel; se consideró una capacidad estadística.

En el cuadro 12.2.1 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas – generación distribuida) por Gerencia de Control Regional del SEN.

En el cuadro 12.2.2 se presenta la potencia, en MW, despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SEN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SEN.

En el cuadro 12.2.3 se presenta la potencia en MW, de la generación distribuida fotovoltaica por Gerencia de Control Regional del SEN. Su efecto es la disminución de la demanda suministrada por las Centrales Eléctricas interconectadas en la RNT y las RGD del MEM.

En el cuadro 12.2.4 se presenta la potencia despachada, en MW, en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología del SIN.

Cuadro 12.2.1. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional
16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1]	BCS [1]	Mulegé [1]
2021	8,408	7,412	10,230	4,327	4,987	10,377	2,174	47,915	3,157	573	35
2022	8,476	7,740	10,554	4,484	5,220	10,748	2,328	49,550	3,278	585	36
2023	8,616	7,967	11,010	4,603	5,354	10,957	2,366	50,871	3,348	596	37
2024	8,752	8,186	11,254	4,739	5,503	11,303	2,565	52,302	3,460	618	39

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

Cuadro 12.2.2. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 16:30 hs de junio,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1,2]	BCS [2]	Mulegé [2]	EXP/IMP [3]
2021	4,010	9,713	7,896	5,653	5,406	13,901	1,504	48,083	2,710	573	35	167
2022	3,807	10,144	7,647	5,784	5,793	14,793	1,759	49,727	3,190	585	36	177
2023	4,345	10,820	7,843	5,960	5,857	14,598	1,625	51,048	3,314	596	37	177
2024	4,702	11,123	8,297	5,939	5,838	13,976	2,604	52,478	3,460	618	39	177

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/447 MW, 2022/88 MW, 2023/-34 MW y 2024/0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

Cuadro 12.2.3. Generación Distribuida Fotovoltaica en MW por Gerencia de Control Regional, 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC	BCS	Mulegé
2021	90	42	107	29	47	64	36	414	29	2	0
2022	160	74	186	53	85	116	64	739	46	3	0
2023	236	111	270	83	130	176	97	1,103	65	4	0
2024	318	151	358	119	180	244	132	1,504	85	6	0

Cuadro 12.2.4. Generación en MW por tipo de tecnología, 16:30 hs de junio,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV [1]	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	113	23,688	165	153	2,501	3,080	9,496	348	2,605	1,862	1,620	579	145	0	1,177	550	48,083
2022	118	27,167	209	157	2,504	3,071	9,109	343	2,222	1,110	1,620	393	156	16	984	550	49,727
2023	118	25,946	186	157	2,504	3,071	9,497	343	2,827	2,359	1,620	244	181	27	1,420	550	51,048
2024	118	28,237	0	157	2,504	3,090	9,497	343	2,649	1,776	1,620	243	0	0	1,695	550	52,478

1/ Centrales Eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW

Operación de la Transmisión en el verano a las 16:30 hs

Considerando la entrada de las Centrales Eléctricas en el horizonte de la planeación 2020-2024 con la capacidad y la fecha de operación comercial propuesta en el PIIRCE, se presentan algunas saturaciones de los principales corredores de transmisión en el periodo, por lo que en dichos casos se operaría en estado operativo de alerta.

En las figuras 12.2.1 y 12.2.2 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda máxima de verano de las 16:30 hs en 2022 y 2024 en la red eléctrica de las GCR Noroeste, Norte y Noreste. El flujo de transmisión en los corredores de transmisión Norte – Sur del país sería de 6,644 y 4,980 MW, respectivamente, considerando los corredores de Mazatlán II – Tepic II, Durango - Fresnillo Potencia, Primero de Mayo – Cañada, Anáhuac Potencia – El Potosí, Las Mesas – Querétaro

Maniobras Potencia, y Tamos – Poza Rica II.

En 2022 se observa que los corredores de transmisión en la GCR Noroeste: Guaymas – Obregón, Obregón – Pueblo Nuevo, Pueblo Nuevo – Los Mochis, Los Mochis – Culiacán y Mazatlán – Tepic se encontrarían operando entre el 90 % y su límite operativo, con la posibilidad de incursionar en sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias.

También, se observa que los corredores de transmisión en la Moctezuma – Chihuahua, Chihuahua – Francisco Villa, Reynosa – Monterrey, Tamazunchale – Querétaro y Saltillo – Aguascalientes operarían entre el 85 % y 90 % de su límite operativo.

En 2024, al incorporarse los proyectos estratégicos de generación determinados por la SENER en la Península de Yucatán y Tuxpan, así como el crecimiento de la demanda en la región Norte del país producen un despacho óptimo en donde se reduce la transferencia de potencia Norte – Sur, en donde solo se tendría una alta cargabilidad (93 %) en el corredor Los Mochis – Culiacán.

En 2024, los corredores de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes y Moctezuma – Chihuahua operarían al 85 % y 92 % de su límite operativo, respectivamente.

En las figuras 12.2.3 y 12.2.4 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda máxima de verano 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

En 2022 se observa que los corredores de transmisión Aguascalientes – León y Las Delicias – Querétaro, se encontrarían operando entre al 97 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias. Con la entrada en operación de los proyectos instruidos al entroncar una LT entre las SE Aguascalientes Potencia y SE León III en la SE León IV y las dos Líneas de Transmisión entre las Delicias a Querétaro se solventarían estas problemáticas.

También, en 2022 se presentaría una operación al 85 % de su límite operativo en los corredores de transmisión Poza Rica – Central y Veracruz – Temascal. Con la entrada en 2024 del proyecto instruido para atender el crecimiento de la demanda en la zona Veracruz se aumentaría la capacidad de transmisión entre las regiones Veracruz y Temascal.

En las figuras 12.2.5 y 12.2.6 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión de la Península de Yucatán.

En 2022 se operaría con la saturación en los corredores de transmisión Sabancuy – Carmen y Valladolid – Cancún ya que tendrían un flujo de potencia entre el 97 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga. Para no incurrir en energía no suministrada se deberá tener una plena disponibilidad de las unidades turbogás tanto en Carmen, Chankanaab, Cancún y Nizuc.

El proyecto instruido de Puerto Real solventaría la problemática de suministro de Ciudad del Carmen a partir de 2024.

La entrada en operación de las Centrales Eléctricas de Valladolid y Mérida producirían que el enlace de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular operara con una baja cargabilidad a partir de 2024. No obstante, estas dos Centrales Eléctricas no solventan la problemática de suministro de la región de Cancún – Riviera Maya.

Esta región, en 2019, presentó una demanda máxima de 897 MW, valor superior al límite de transmisión de Valladolid – Cancún definido por estabilidad de voltaje en 825 MW; consecuentemente la necesidad de sincronizar turbogás de baja eficiencia por control de flujos de potencia. Esto encarece el Mercado Eléctrico Mayorista. Para enfrentar el crecimiento de la demanda de esa zona y reducir los costos de producción de energía, es necesario la incorporación del proyecto instruido (SE Kantenáh y su red eléctrica y compensación de potencia reactiva asociadas) y el proyecto propuesto en este PAMRNT (SE Leona Vicario y su red eléctrica y compensación de potencia reactiva asociadas) para atender el crecimiento de la demanda de esta región del país y que estén en operación a más tardar en 2024 ya que se tendrían que hacer cortes de carga debido a que la generación turbogás no sería suficiente para evitar la saturación del corredor Valladolid – Cancún.

El proyecto del Tren Maya traerá un incremento importante en la demanda de energía eléctrica, tanto para las Subestaciones Eléctricas de Tracción como para los polos de desarrollo que se crearán, haciendo indispensable la incorporación de los proyectos previamente mencionados.

Figura 12.2.1. Condiciones operativas 2022 a las 16:30 hs

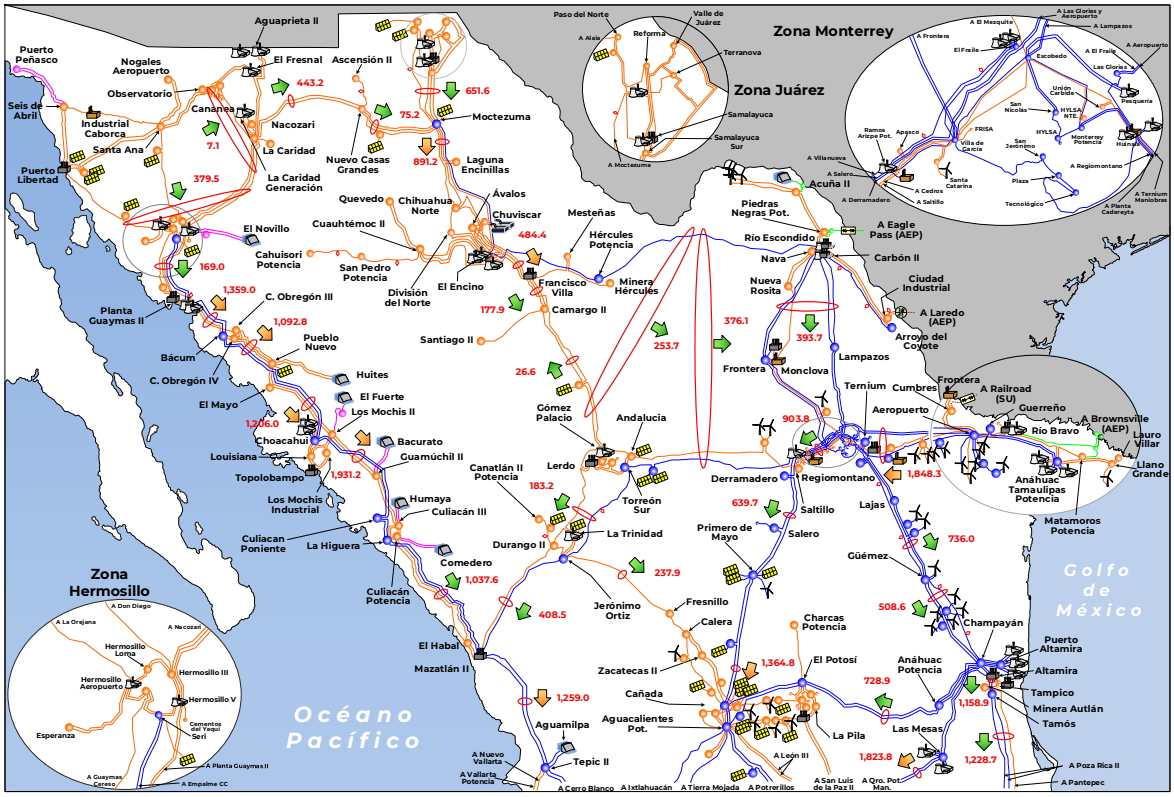


Figura 12.2.2. Condiciones operativas 2024 a las 16:30 hs

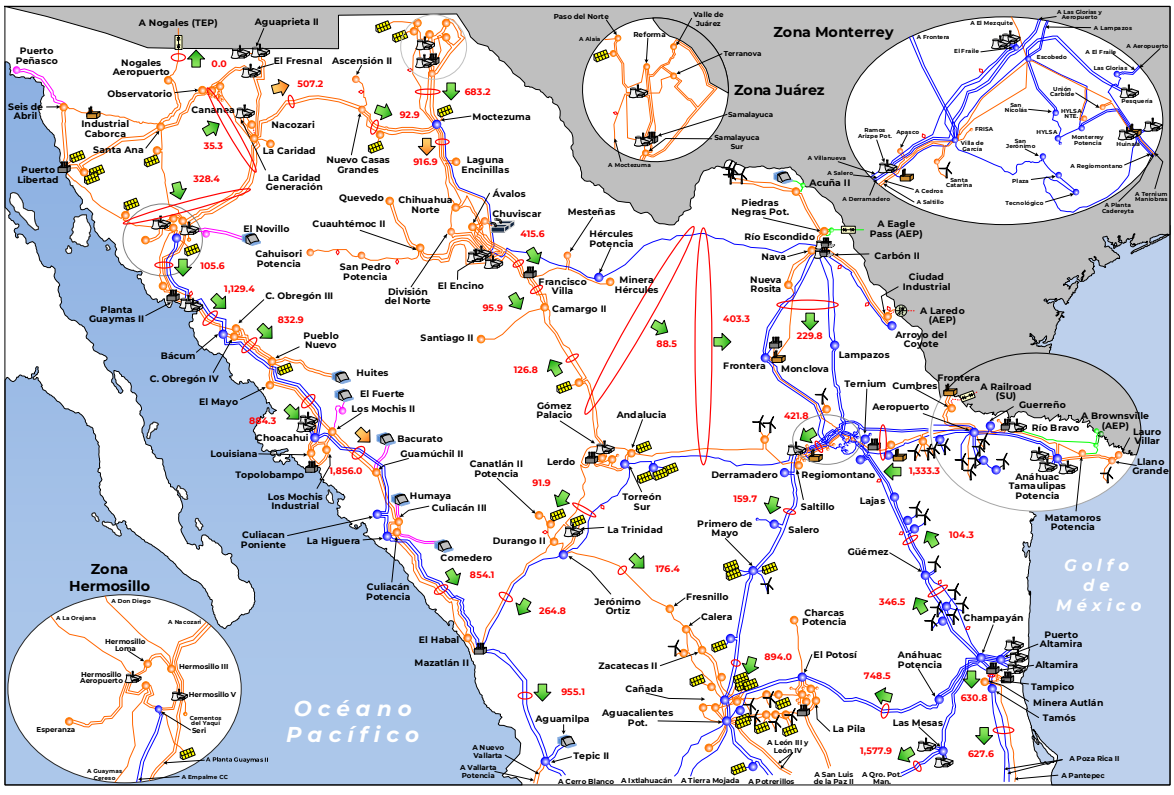


Figura 12.2.3. Condiciones operativas 2022 a las 16:30 hs

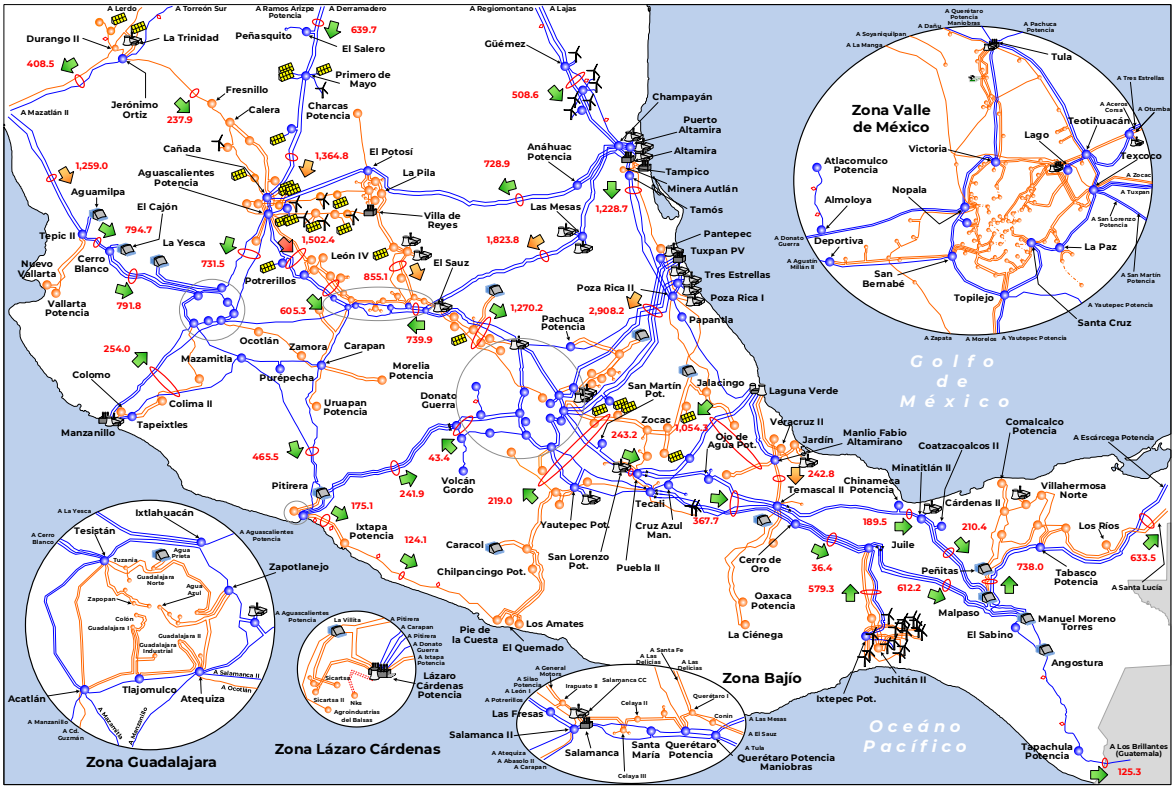


Figura 12.2.4. Condiciones operativas 2024 a las 16:30 hs

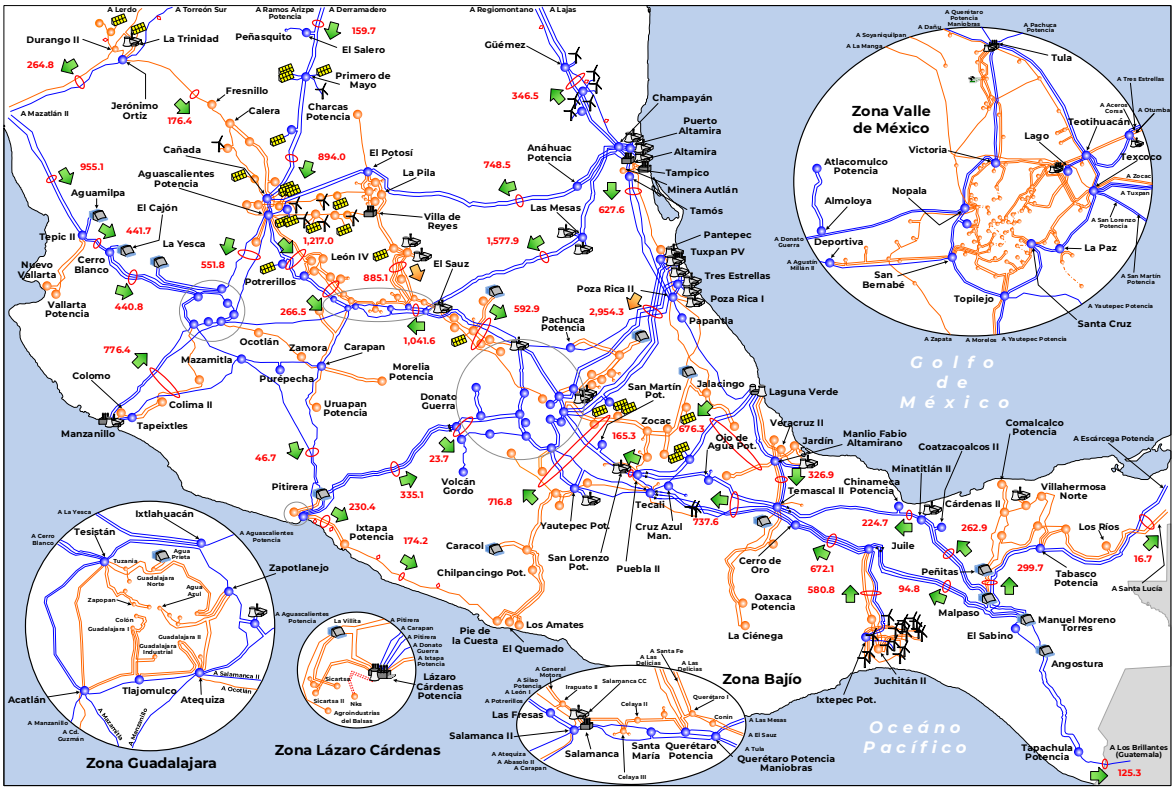


Figura 12.2.5. Condiciones operativas Península de Yucatán 2022 a las 16:30 hs

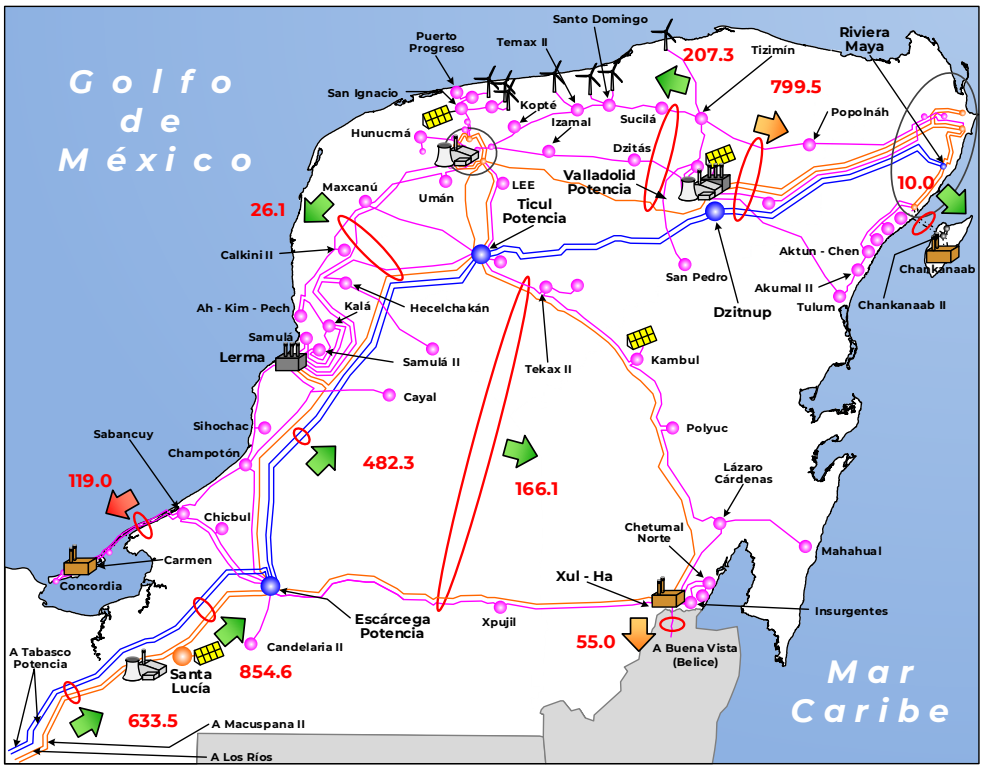
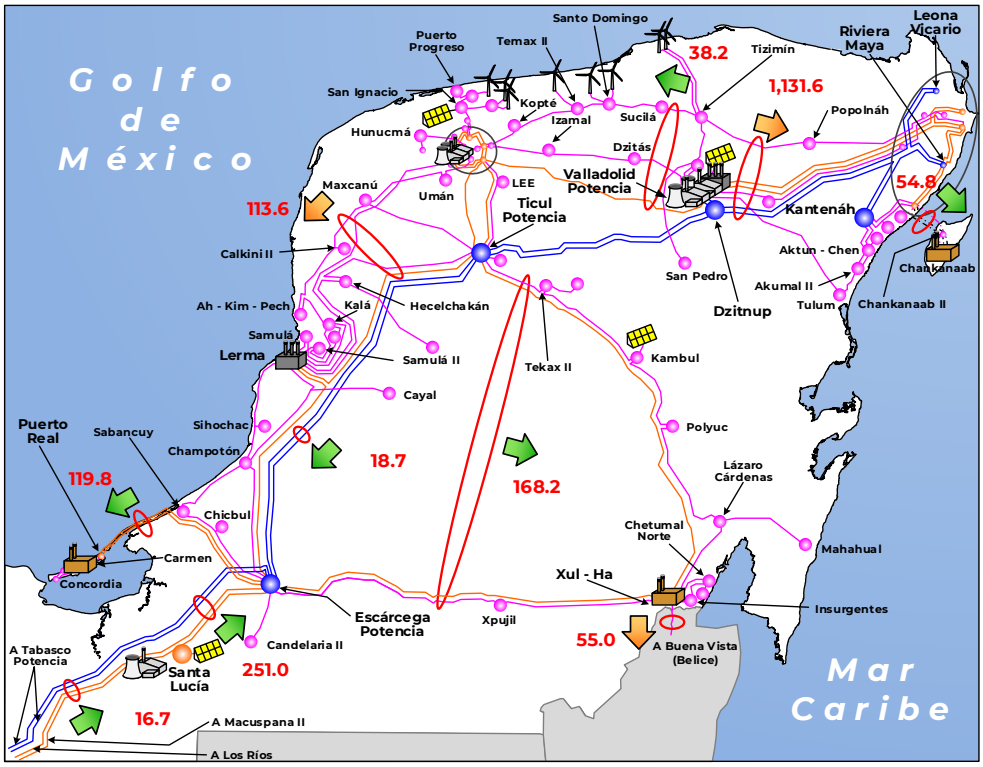


Figura 12.2.6. Condiciones operativas Península de Yucatán 2024 a las 16:30 hs



Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs para el 2022-2024

En el cuadro 12.3.1 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas) por GCR del SEN.

En el cuadro 12.3.2 se presenta la potencia, en MW, despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por GCR del SEN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SEN.

En el cuadro 12.3.3 se presenta la potencia despachada, en MW, en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología del SIN.

Cuadro 12.3.1. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional
23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1]	BCS [1]	Mulegé [1]
2021	7,800	7,540	9,285	4,244	4,878	10,079	2,293	46,117	2,959	556	32
2022	7,835	7,864	9,635	4,417	5,090	10,444	2,452	47,736	3,079	573	34
2023	8,112	8,295	10,000	4,664	5,265	10,712	2,578	49,626	3,155	588	35
2024	8,339	8,614	10,359	4,732	5,405	10,747	2,726	50,922	3,275	618	37

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

Cuadro 12.3.2. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 23:30 hs de junio,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1,2]	BCS [2]	Mulegé [2]	EXP/IMP [3]
2021	4,979	9,596	6,910	5,089	3,557	14,948	1,207	46,285	2,561	556	32	167
2022	4,084	10,714	6,190	5,579	4,080	15,836	1,430	47,914	3,079	573	34	177
2023	5,091	10,896	6,483	5,390	4,169	16,342	1,432	49,803	3,155	588	35	177
2024	5,427	11,304	6,911	5,332	4,031	15,690	2,404	51,099	3,275	618	37	177

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/398 MW, 2022/0 MW, 2023/0 MW y 2024/0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

Cuadro 12.3.3. Generación en MW por tipo de tecnología, 23:30 hs de junio,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	113	26,198	191	245	2,526	3,731	0	348	6,069	2,144	1,620	718	165	0	1,667	550	46,285
2022	118	28,994	207	254	2,523	3,744	0	343	6,293	1,000	1,620	819	200	34	1,217	550	47,914
2023	118	28,966	206	262	2,523	3,744	0	343	6,412	2,160	1,620	1,076	230	35	1,559	550	49,803
2024	118	31,143	0	259	2,523	3,757	0	343	5,937	1,869	1,620	819	0	0	2,162	550	51,099

En las figuras 12.3.1 y 12.3.2 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda del pico nocturno en los años 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste.

Se muestra en los dos años presentados, que al realizar los redespachos de la generación por reducción de la generación solar hasta “0” MW, se reduce la cargabilidad de los corredores de transmisión de Norte a Sur del país, inclusive en el corredor Norte – Noreste se invierte el sentido del flujo de potencia del día a la noche. El cambio en el corredor de transmisión Norte – Noreste es del orden de 1,000 MW a 1,400 MW.
Se observa que en 2022 se tienen valores de transmisión en los corredores de

transmisión Los Mochis – Culiacán del 80 %, Nacozari – Nuevo Casas Grandes del 85 %, Chihuahua – Francisco Villa del 81 %, Villa de García – Ramos Arizpe del 86 %, Reynosa – Monterrey del 100 % y Tamazunchale – Querétaro del 90 %, estos últimos dos podrían llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias.

Se observa que en 2024 se tienen valores de transmisión en los corredores de transmisión La Laguna – Camargo del 100 %, Noreste – Norte del 94 %, Noreste – Chihuahua del 81 %, Villa de García – Ramos Arizpe del 83 %, Reynosa – Monterrey del 92 % y Tamazunchale – Querétaro del 83 %.

En las figuras 12.3.3 y 12.3.4 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda máxima de verano 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

Se observa que en 2022 y 2024 se tienen valores de transmisión en el corredor de transmisión Poza Rica – Central entre el 83 % y 93 %.

En 2022, se puede observar que en el escenario nocturno se aumenta considerablemente el flujo de transmisión por el corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Oriental – Peninsular debido a que la generación solar en la GCR Peninsular se reduce hasta 0 MW y que la demanda máxima de esta región ocurre a las 23 hs. Estos corredores operarían aproximadamente al 90 % de su capacidad. En 2024, con la entrada en operación de las Centrales Eléctricas Valladolid y Mérida, se descargarían considerablemente estos corredores de transmisión.

En las figuras 12.3.5 y 12.3.6 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión de la Península de Yucatán.

En 2022, se presentaría un flujo de transmisión en el corredor de transmisión Flujo Entrando a Escárcega del 86 %. Como se mencionó previamente, la entrada en operación de las Centrales Eléctricas de Valladolid y Mérida descargaría este enlace a partir de 2024. No obstante, estas dos Centrales Eléctricas no solventan la problemática de suministro de la región de Cancún – Riviera Maya.

En 2022 se operaría con la saturación en los corredores de transmisión Sabancuy – Carmen y Valladolid – Cancún ya que tendrían un flujo de potencia entre el 98 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga. Para no incurrir en energía no suministrada se deberá tener una plena disponibilidad de las unidades turbogás tanto en Carmen, Chankanaab, Cancún y Nizuc.

El proyecto instruido de Puerto Real solventaría la problemática de suministro de Ciudad del Carmen a partir de 2024 como se mencionó previamente.

En 2022, se tienen despachadas todas las unidades turbogás en Nizuc, Cancún y Chankanaab y con ello se logra evitar la sobrecarga del enlace Valladolid – Cancún, no obstante, a partir de 2023 se tendría que depender de un Esquema de Acción Remedial para evitar el colapso de la esta región ante contingencia. Por tanto, es fundamental que estén en operación para 2024 la

incorporación del proyecto instruido (SE Kantenáh y su red eléctrica y compensación de potencia reactiva asociadas) y el proyecto propuesto en este PAMRNT (SE Leona Vicario y su red eléctrica y compensación de potencia reactiva asociadas) y así evitar hacer cortes rotativos de carga. En 2024, sin el despacho de generación turbogás, el corredor de transmisión Valladolid – Cancún operaría al 86 % de su capacidad.

Figura 12.3.1. Condiciones operativas 2022 a las 23:30 hs

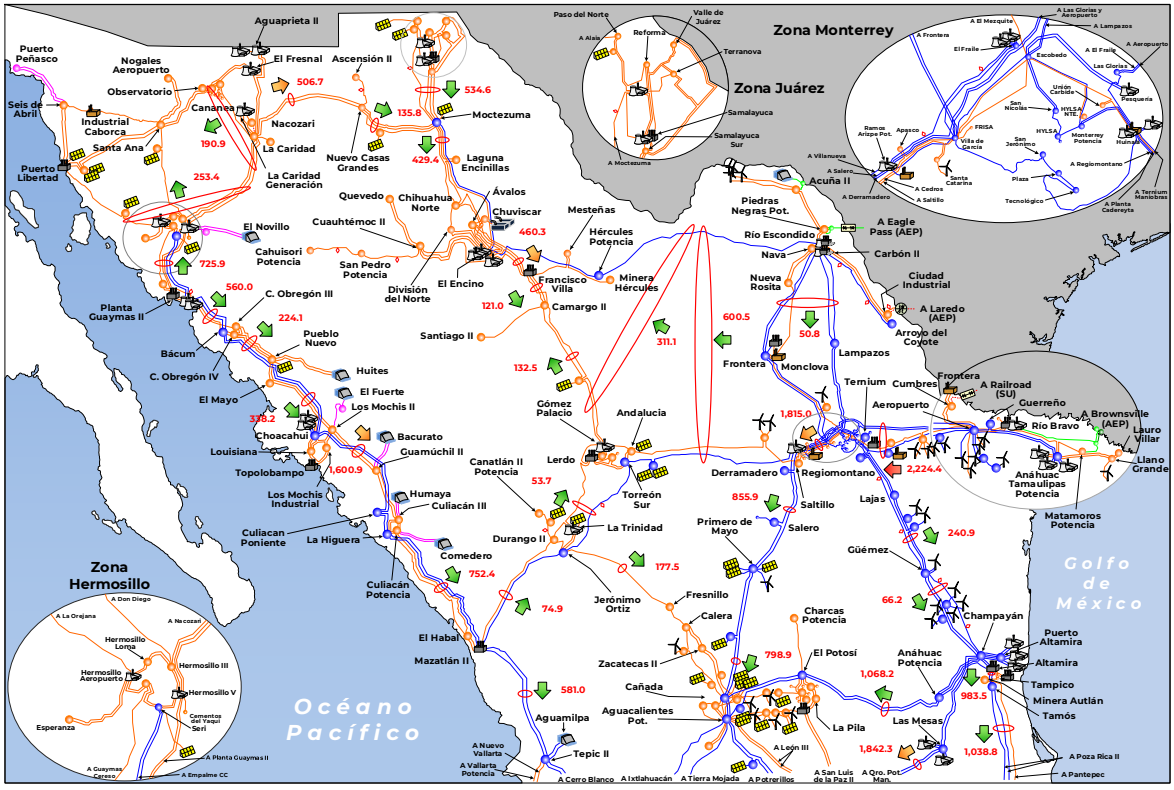


Figura 12.3.2. Condiciones operativas 2024 a las 23:30 hs

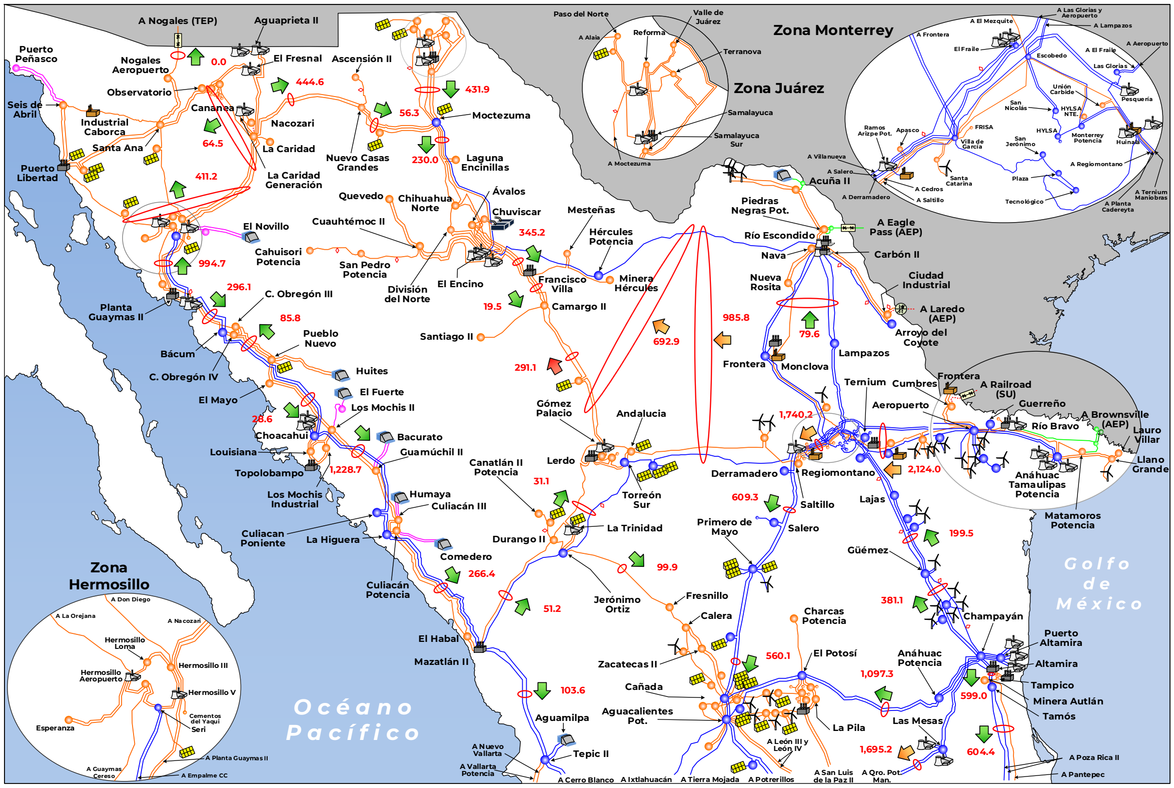


Figura 12.3.3. Condiciones operativas 2022 a las 23:30 hs

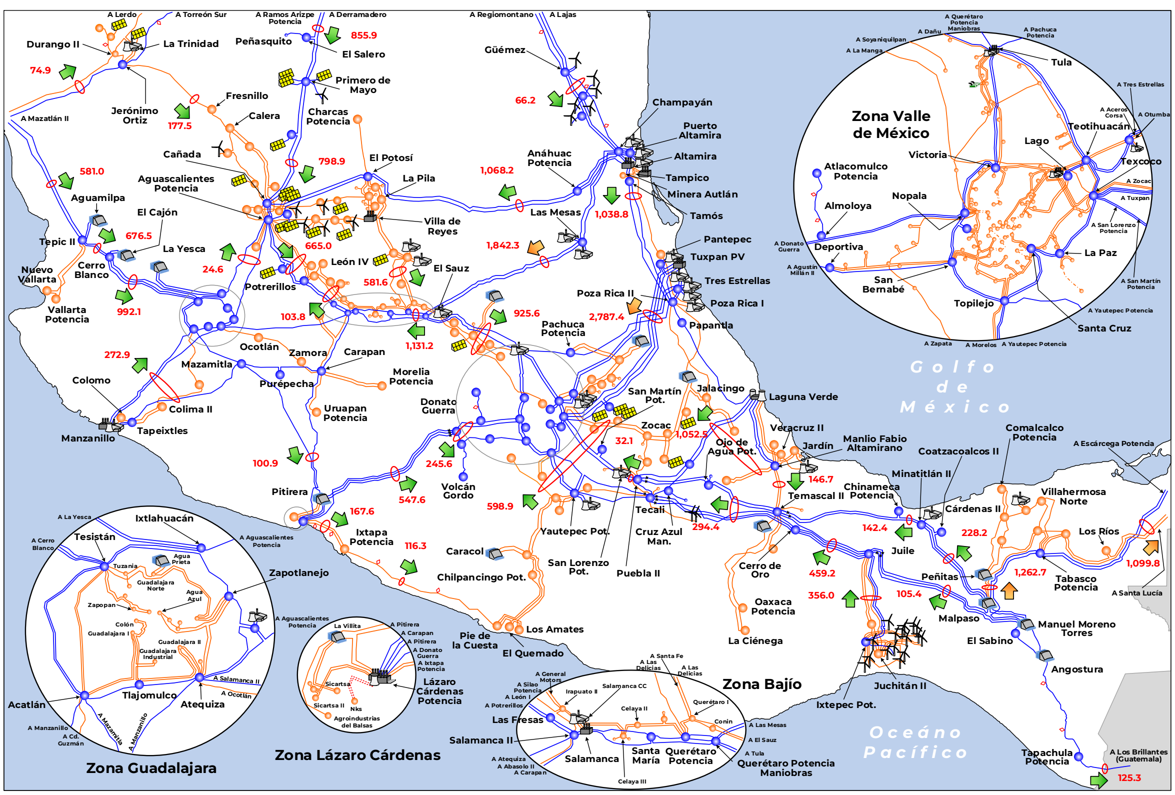


Figura 12.3.4. Condiciones operativas 2024 a las 23:30 hs

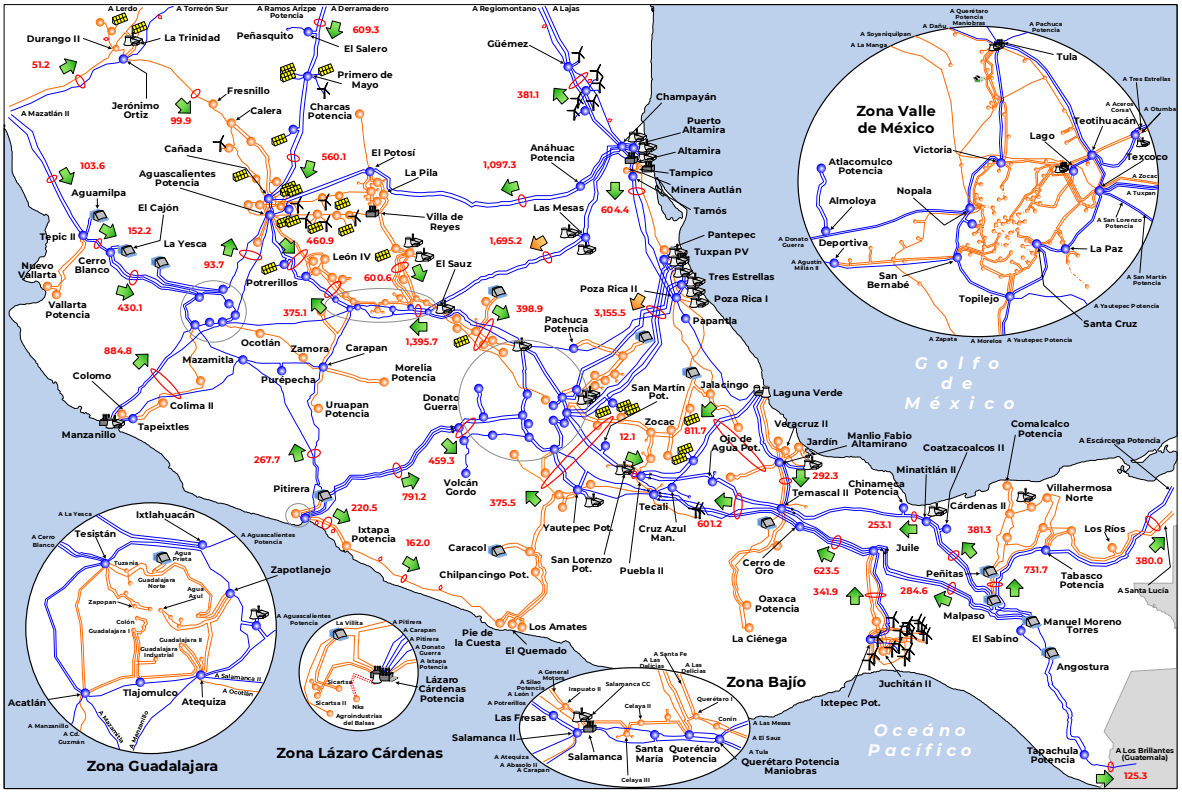


Figura 12.3.5. Condiciones operativas Península de Yucatán 2022 a las 23:30 hs

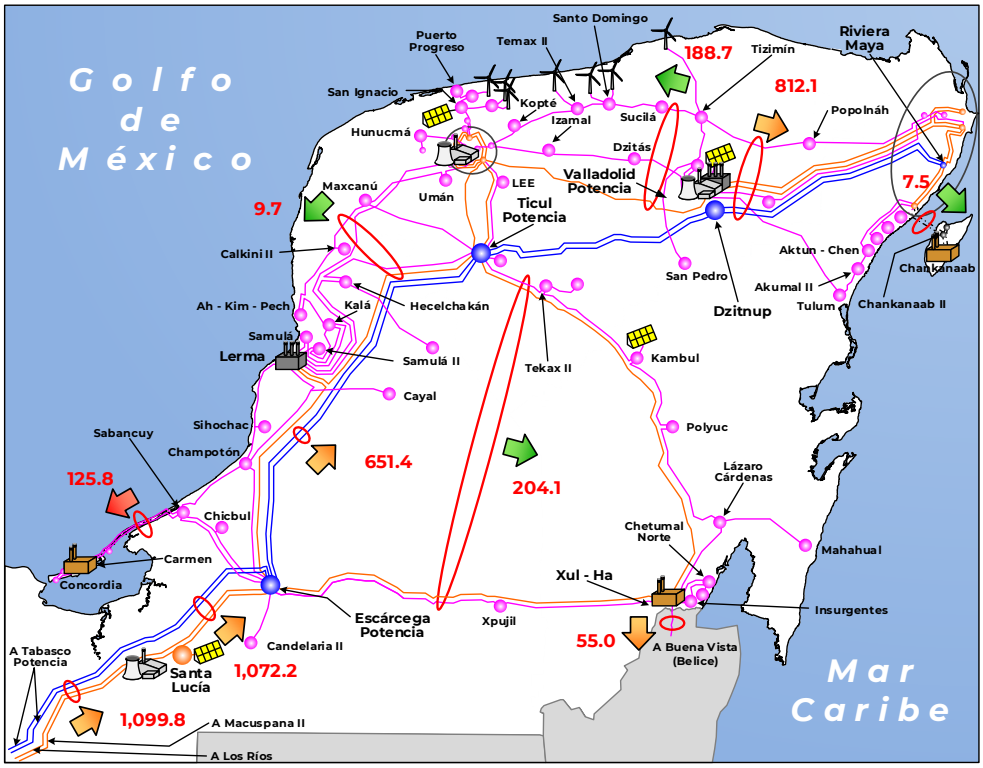
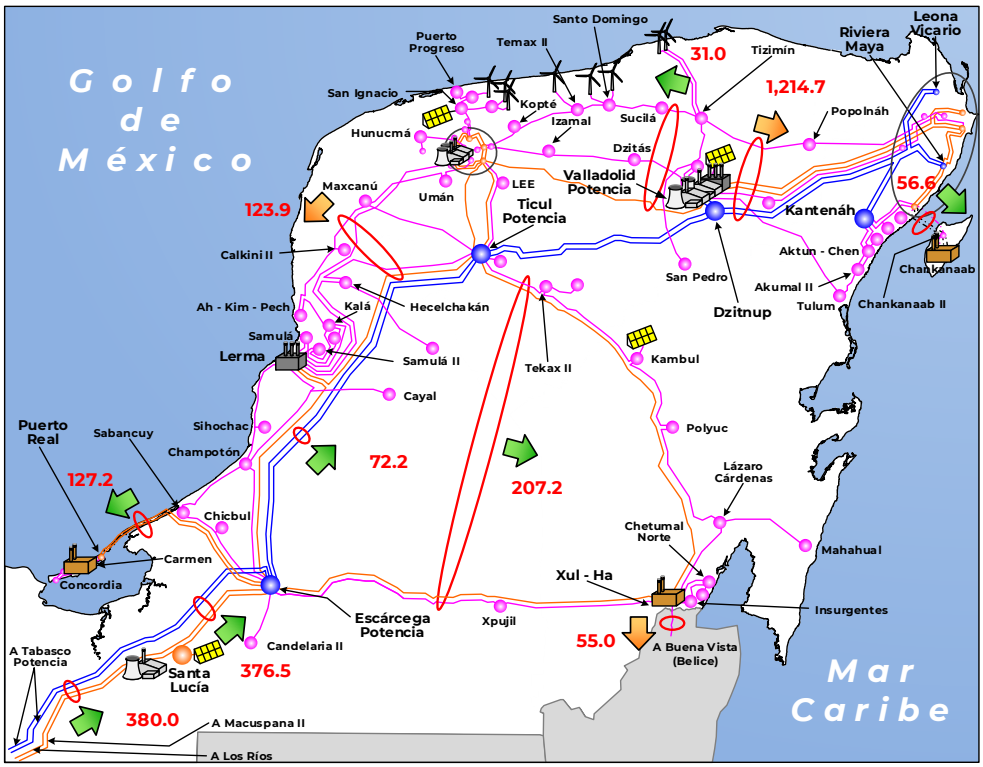


Figura 12.3.6. Condiciones operativas Península de Yucatán 2024 a las 23:30 hs



Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2022 y 2024

La evaluación del escenario de demanda media de invierno en el SIN, requiere analizar el comportamiento de la transmisión derivada de la baja demanda en las regiones del Norte del país con una gradual penetración de Centrales Eléctricas fotovoltaicas y generación a base de gas natural con Ciclos Combinados de tecnología de alta eficiencia.

La disponibilidad de la Energía Limpia considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 52-58%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país: Reynosa, Güémez y Coahuila entre el 35-38 %.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente al 25%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán con 55.3%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas se considera para los escenarios de demanda media coincidente una disponibilidad del 80%.
- Las Centrales Eléctricas con fuente de energía Hidráulica en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda de diciembre presenta una alta disponibilidad debido al ciclo agrícola.

En el cuadro 12.4.1 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas – generación

distribuida) por Gerencia de Control Regional del SEN.

En el cuadro 12.4.2 se presenta la potencia, en MW, despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SEN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SEN.

En el cuadro 12.4.3 se presenta la potencia entregada en MW, de la generación distribuida fotovoltaica por Gerencia de Control Regional del SEN, la cual impacta en una reducción de la demanda suministrada por las Centrales Eléctricas de la RNT.

En el cuadro 12.4.4 se presenta la potencia despachada, en MW, en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología del SIN.

Cuadro 12.4.1. Demanda instantánea en MW por Gerencia de Control Regional
14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1]	BCS [1]	Mulegé [1]
2021	7,412	5,866	8,779	2,392	3,006	6,324	1,428	35,208	1,670	299	15
2022	7,557	5,961	9,061	2,377	3,083	6,468	1,504	36,011	1,703	302	16
2023	7,576	5,991	9,405	2,358	3,146	6,737	1,515	36,904	1,743	304	16
2024	7,849	6,198	9,768	2,412	3,260	6,939	1,662	38,088	1,824	313	17

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

Cuadro 12.4.2. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 14 hs de diciembre,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1,2]	BCS [2]	Mulegé [2]	EXP/IMP [3]
2021	2,002	8,600	6,800	3,982	3,422	9,548	1,022	35,375	1,670	299	15	167
2022	2,437	9,006	6,470	3,994	3,256	9,789	1,236	36,187	1,703	302	16	176
2023	2,362	8,659	6,968	4,002	3,526	10,233	1,153	36,904	1,743	304	16	176
2024	2,379	9,226	7,444	4,013	3,613	9,891	1,699	38,264	2,041	313	17	176

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/0 MW, 2022/0 MW, 2023/0 MW y 2024/-217 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

Cuadro 12.4.3. Generación Distribuida Fotovoltaica en MW por Gerencia de Control Regional, 14 hs de diciembre,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC	BCS	Mulegé
2021	144	66	169	47	75	103	57	661	36	5	0
2022	229	107	264	78	123	168	93	1,063	58	7	0
2023	322	152	366	116	179	243	133	1,510	81	10	0
2024	421	201	470	161	242	327	176	1,999	106	13	0

Cuadro 12.4.4. Generación en MW por tipo de tecnología, 14 hs de diciembre,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV [1]	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	124	15,246	0	169	2,764	4,172	8,907	352	492	415	1,620	389	0	0	174	550	35,375
2022	129	16,482	0	171	2,756	4,174	8,386	347	486	631	1,620	255	13	0	187	550	36,187
2023	129	16,646	0	171	2,756	4,174	8,770	347	486	639	1,620	255	0	0	361	550	36,904
2024	129	17,814	0	171	2,756	4,216	8,770	347	506	620	1,620	255	0	0	510	550	38,264

1/ Centrales Eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW

Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs

En las figuras 12.4.1 y 12.4.2 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda de invierno de las 14 hs en 2022 y 2024 en la red eléctrica de las GCR Noroeste, Norte y Noreste. El flujo de transmisión en los corredores de transmisión Norte – Sur del país sería de 5,758 y 5,543 MW, respectivamente, considerando los corredores de Mazatlán II – Tepic II, Durango - Fresnillo Potencia, Primero de Mayo – Cañada, Anáhuac Potencia – El Potosí, Las Mesas – Querétaro Maniobras Potencia, y Tamos – Poza Rica II.

En 2022 se observa que los corredores de transmisión: Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes – Moctezuma, Pueblo Nuevo – Los Mochis, Los Mochis – Culiacán, Culiacán – Mazatlán y Mazatlán – Tepic se encontrarían operando entre el 84 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias.

En 2024, se presentaría un comportamiento similar en donde los corredores de transmisión: Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes – Moctezuma, Pueblo Nuevo – Los Mochis, Los Mochis – Culiacán, Culiacán – Mazatlán y Mazatlán – Tepic se encontrarían operando entre el 81 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias.

Cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el norte del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los corredores de transmisión mencionados.

En las figuras 12.4.3 y 12.4.4 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda de invierno de las 14 hs 2022 y 2024 en la red eléctrica de las GCR del Sur del país.

En 2022 se observa que el corredor de transmisión Aguascalientes – León se encontraría operando al 87% de su límite operativo y en 2024 esta cargabilidad se vería reducida con la entrada del proyecto instruido mencionado previamente.

La entrada en operación de las Centrales Eléctricas de Valladolid y Mérida producirían que el enlace de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular operara prácticamente en vacío en 2024.

Figura 12.4.1. Condiciones operativas 2022 a las 14:00 hs

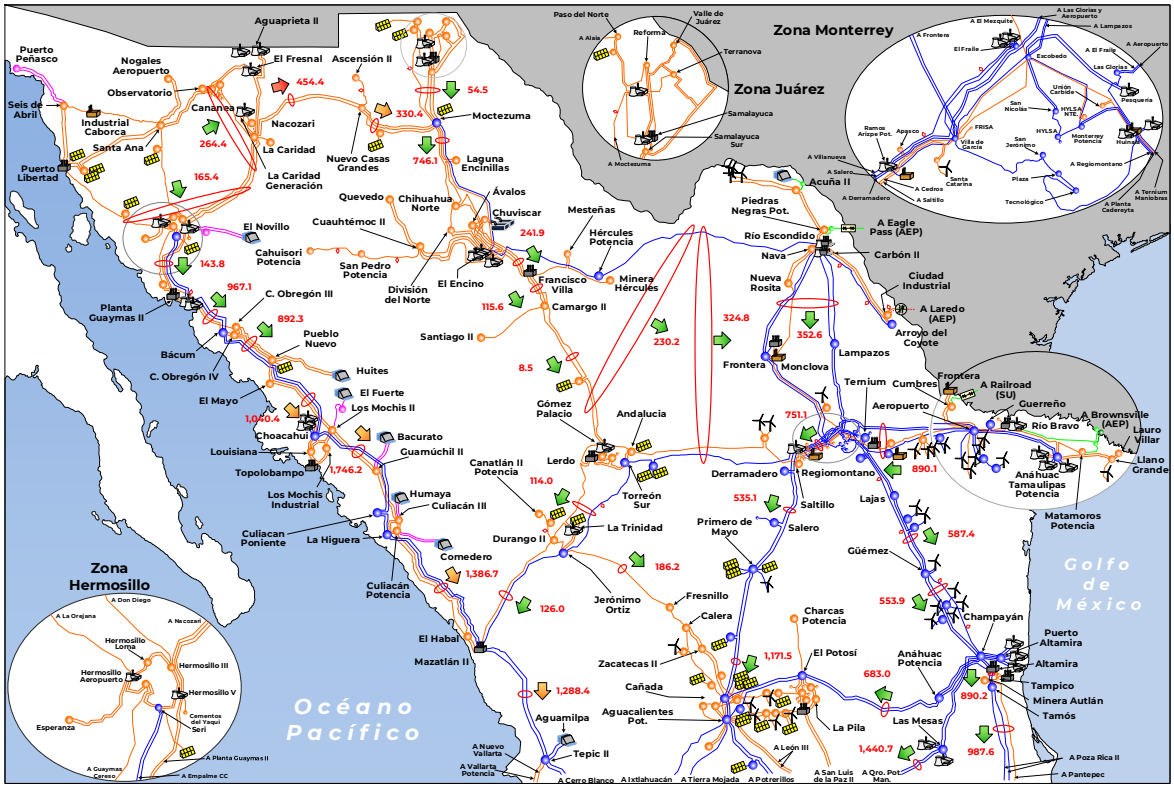


Figura 12.4.2. Condiciones operativas 2024 a las 14:00 hs

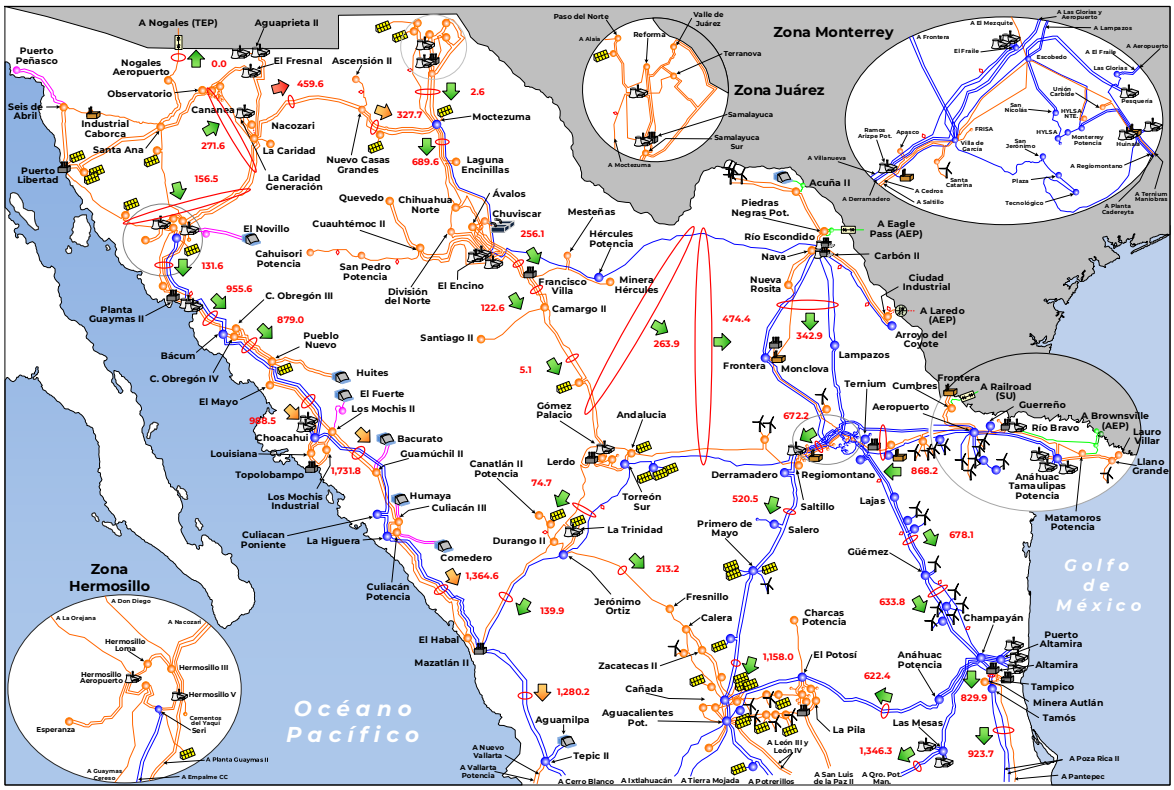


Figura 12.4.3. Condiciones operativas 2022 a las 14:00 hs

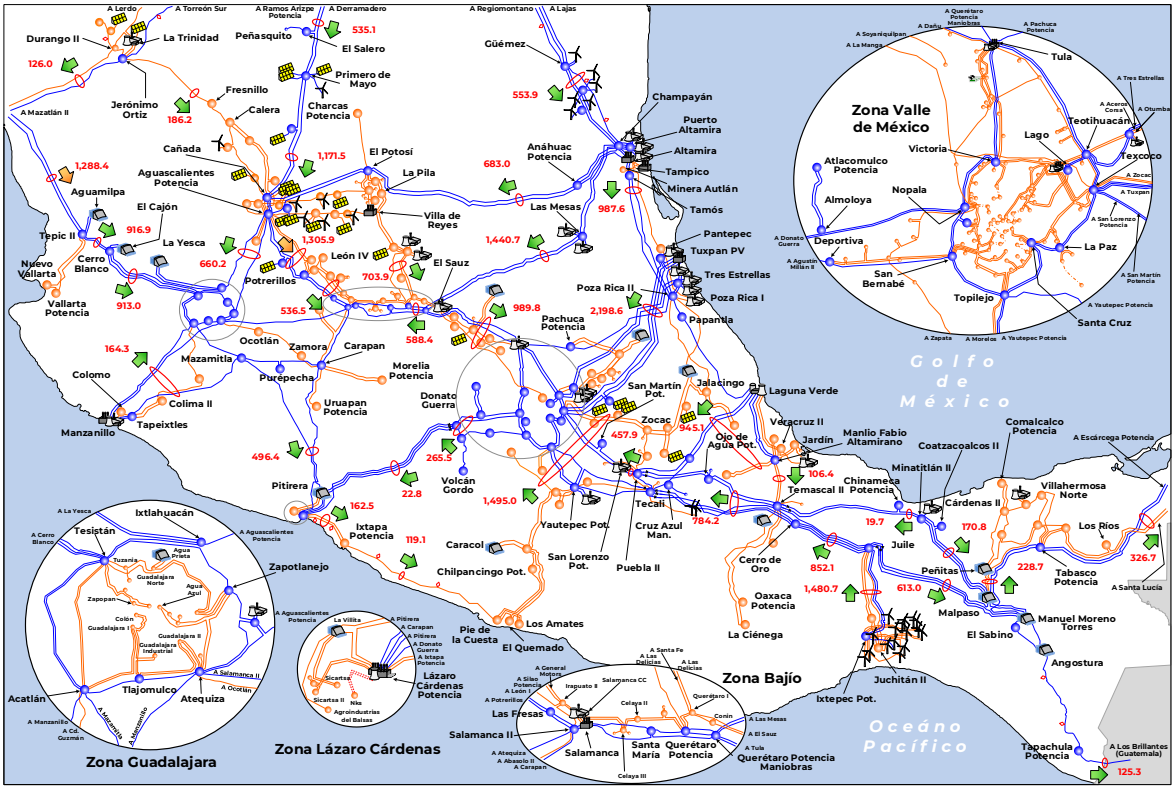
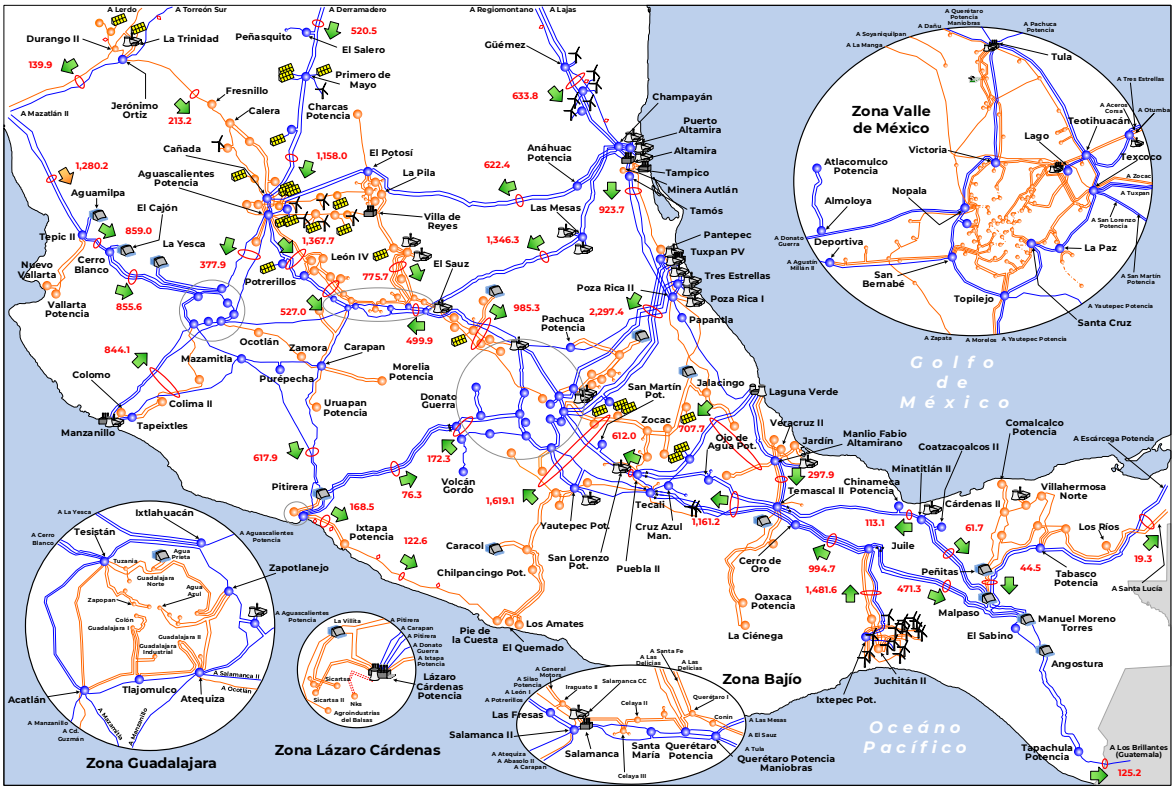


Figura 12.4.4. Condiciones operativas 2024 a las 14:00 hs



Las figuras 12.4.5 y 12.4.6 presentan una Curva Pato típica estimada para un día hábil y domingo de invierno de 2022, con la incorporación de la generación del PIIRCE 2020-2034 para ese año y la GD-FV del escenario acelerado. El perfil de la generación solar y eólicas es con base a un muestreo de invierno 2020. Las curvas Pato se obtienen al restar al perfil de demanda normal los pronósticos de comportamiento de la generación solar y eólica, de tal forma que, las otras tecnologías de generación deberán responder a las necesidades operativas de ese perfil resultante para mantener el balance entre demanda y generación con el respectivo margen de reserva. Se puede observar que a partir de las 16:30 h y hasta las 19:00 h se presenta una rampa constante, esta se presentará más abruptamente el domingo, donde para cubrir la salida de generación fotovoltaica y el incremento de la demanda la pendiente es de 72 MW/min, para lo cual, es necesario mantener un margen de reserva de aproximadamente 11,100 MW para cubrir la salida de la generación fotovoltaica y el crecimiento de la demanda residual, y en el peor de los escenarios, ante ausencia de generación eólica, de 15,500 MW, pero además al menos mantener 2,100 MW de Reserva Operativa

Además de mantener la calidad de la frecuencia, se estarán presentando retos operativos en el control de flujos de potencia, de voltajes, de seguridad operativa en tiempo real y de restablecimiento del sistema ante alguna colapso parcial o total. Lo anterior, requiere de tecnologías de redes eléctricas inteligentes como elementos de control dinámicos en la red como son Compensadores Estáticos de VAr, STATCOM, Condensadores Síncronos, Volantes de Inercia, así como sistemas de almacenamiento de energía, entre otros.

Figura 12.4.5. Curva para una condición operativa de un día hábil de invierno 2022

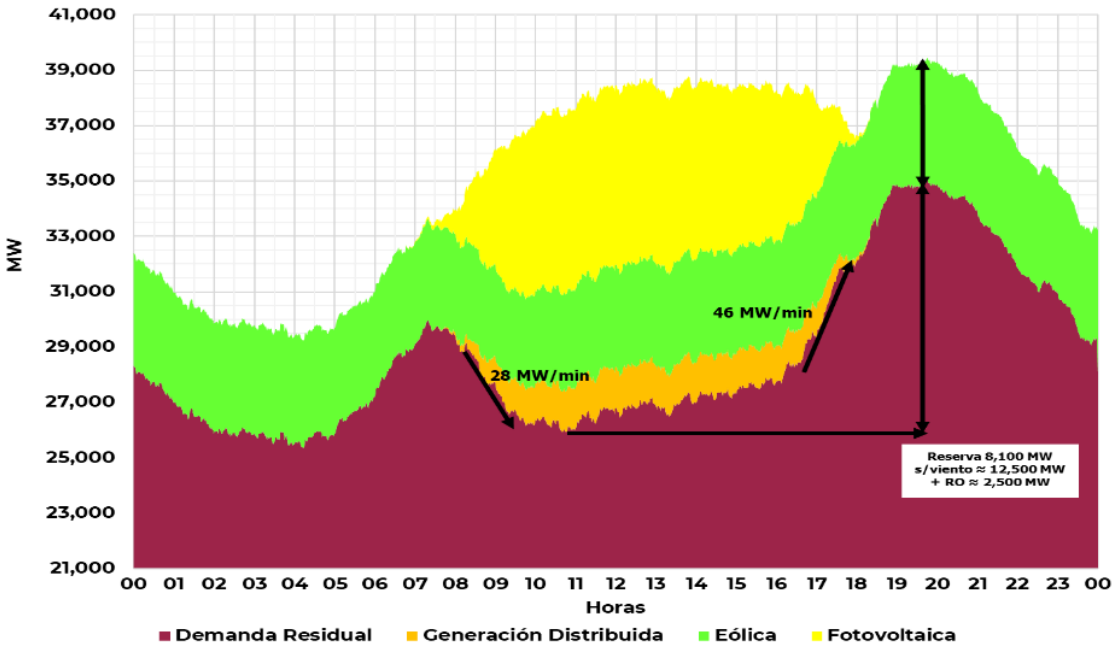
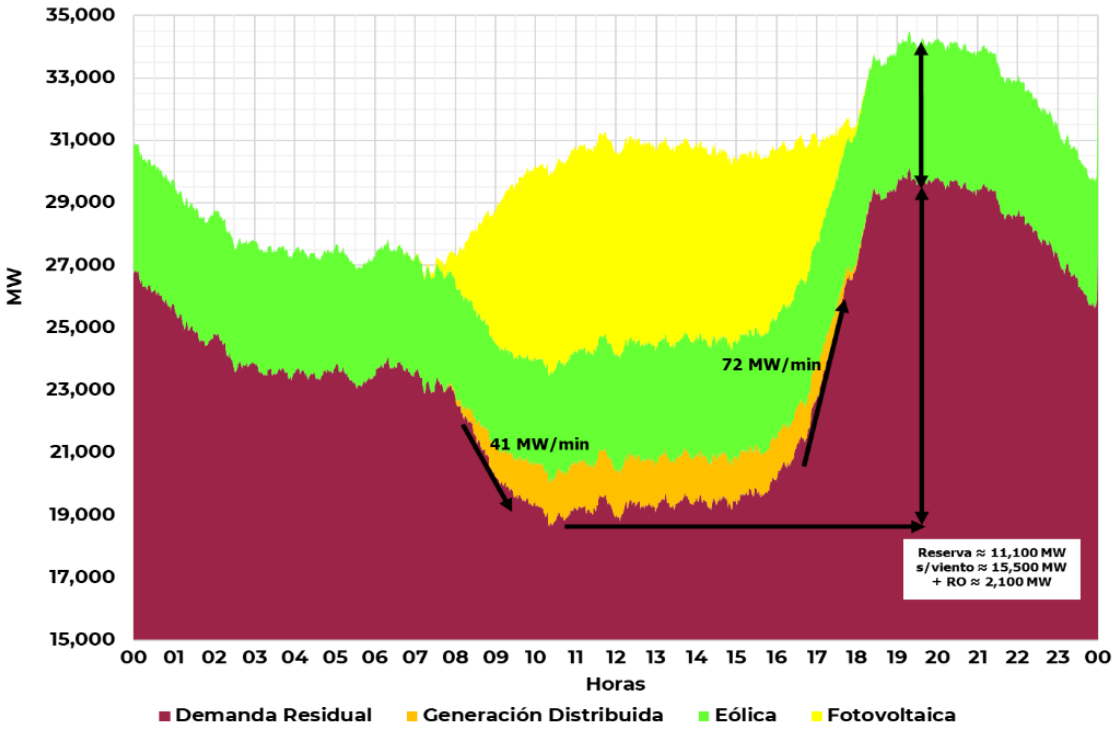


Figura 12.4.6. Curva para una condición operativa de un domingo de invierno 2022



Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 14:00 hs

Con la incorporación de grandes bloques de Centrales Eléctricas de Energía Limpia en el norte de país y la caída de la demanda con respecto al verano en el periodo invernal, se puede presentar la problemática con la rampa de salida de la generación fotovoltaica y el cambio de sentido en los flujos en la red de transmisión. Lo anterior, requiere de elementos de control dinámicos en la red en los corredores de transmisión.

Comportamiento operativo de la demanda máxima de invierno a las 20:00 hs para el 2022 y 2024

La evaluación del escenario de demanda máxima de invierno en el SIN, requiere analizar el comportamiento de la transmisión derivada de la baja demanda en las regiones del Norte del país cuando la generación fotovoltaica sería de cero MW y generación a base de gas natural con Ciclos Combinados de tecnología de alta eficiencia.

La disponibilidad de las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima de invierno coincidente del SIN se deriva de la información proporcionada por los solicitantes de estudios de interconexión, la estadística de las centrales existentes y las ganadoras de subastas.

La disponibilidad de la generación limpia considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 48-55%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país: Reynosa 39%, Güémez 38% y Coahuila 48%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente al 32.5%.

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán con 51%.
- Las Centrales Eléctricas con fuente de energía Hidráulica en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda de diciembre presenta una alta disponibilidad debido al ciclo agrícola.

En el cuadro 12.5.1 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SEN.

En el cuadro 12.5.2 se presenta la potencia, en MW, despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SEN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SEN.

En el cuadro 12.5.3 se presenta la potencia despachada, en MW, en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología del SIN.

Cuadro 12.5.1. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional
20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1]	BCS [1]	Mulegé [1]
2021	8,631	6,697	9,137	2,504	3,367	6,269	1,587	38,192	1,841	329	19
2022	8,671	6,958	9,489	2,515	3,480	6,505	1,657	39,274	1,896	339	20
2023	8,841	7,142	9,817	2,538	3,578	6,653	1,778	40,347	1,936	347	20
2024	8,978	7,292	9,880	2,639	3,632	7,071	1,853	41,346	2,008	365	21

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS

Cuadro 12.5.2. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 20 hs de diciembre,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC [1,2]	BCS [2]	Mulegé [2]	EXP/IMP [3]
2021	4,333	9,459	5,129	4,041	2,307	12,205	885	38,360	1,841	329	19	168
2022	4,361	9,752	5,217	4,100	2,167	12,902	954	39,451	1,896	339	20	177
2023	4,522	10,426	5,554	4,095	2,361	12,673	894	40,524	1,936	347	20	177
2024	4,777	10,261	5,796	4,180	2,565	11,778	2,166	41,522	2,008	365	21	177

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/0 MW, 2022/0 MW, 2023/0 MW, 2024/ 0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

Cuadro 12.5.3. Generación en MW por tipo de tecnología, 20 hs de diciembre,
Escenario de planeación 2021 – 2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	128	22,508	0	285	2,720	4,181	0	352	4,491	565	1,620	636	0	0	324	550	38,360
2022	132	22,988	0	286	2,709	4,180	0	347	4,622	782	1,620	904	8	0	324	550	39,451
2023	132	22,905	0	286	2,709	4,180	0	347	5,586	764	1,620	813	0	0	631	550	40,524
2024	132	25,461	0	276	2,709	4,219	0	347	3,819	929	1,620	537	0	0	923	550	41,522

En las figuras 12.5.1 y 12.5.2 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda del pico nocturno en invierno en los años 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste.

Se muestra en los dos años presentados, que al realizar los redespachos de la generación por reducción de la generación solar hasta “0” MW, se

reduce la cargabilidad de los corredores de transmisión de Norte a Sur del país, inclusive en el corredor Norte – Noreste se invierte el sentido del flujo de potencia del día a la noche. El cambio en el corredor de transmisión Norte – Noreste es del orden de 1,000 MW a 1,150 MW. No obstante, se aumenta significativamente la cargabilidad de los corredores de transmisión en la GCR Noreste.

Se observa que en 2022 se tienen valores de transmisión en los corredores de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes – Moctezuma, Los Mochis – Culiacán, Culiacán – Mazatlán, Villa de García – Ramos Arizpe, Derramadero – Salero, Noreste – Norte, Reynosa – Monterrey y Tamazunchale – Querétaro entre el 83 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y la variabilidad de las Energías Limpias.

Se observa que en 2024 se tienen valores de transmisión en los corredores de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes – Moctezuma y Los Mochis – Culiacán, entre el 87 % y su límite operativo, donde se podría llegar a pequeñas sobrecargas por la dinámica de la carga y las Energías Limpias intermitentes.

En las figuras 12.5.3 y 12.5.4 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda máxima de verano 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

Se observa que en 2022 el corredor de transmisión Tepic – Cerro Blanco operaría al 80 % de su límite operativo y 2024 se tiene un flujo de potencia en el corredor de transmisión Poza Rica – Central en el 90 % de su límite operativo con la puesta en operación de dos Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado considerando las Obras de Refuerzo de ambos proyectos.

La entrada en operación de las Centrales Eléctricas de Valladolid y Mérida producirían que la GCR Peninsular exporte energía hacia la GCR Peninsular en 2024.

Figura 12.5.1. Condiciones operativas 2022 a las 20:00 hs

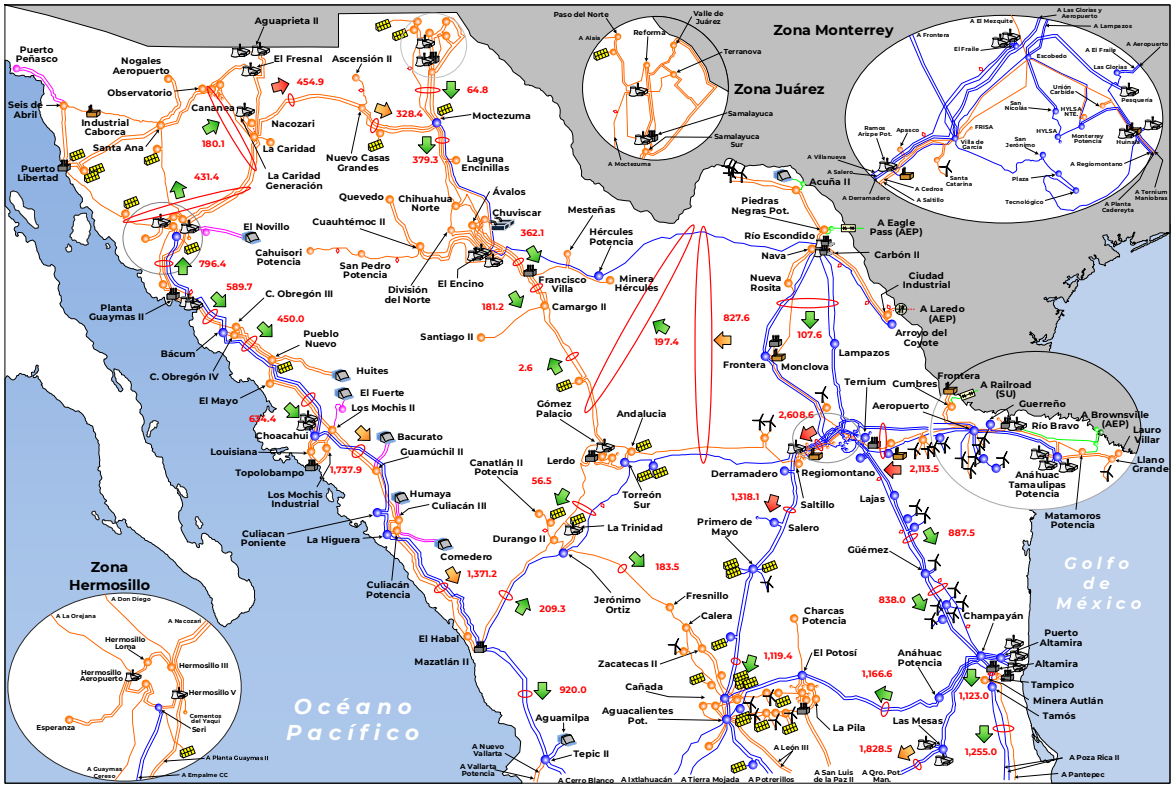


Figura 12.5.2. Condiciones operativas 2024 a las 20:00 hs

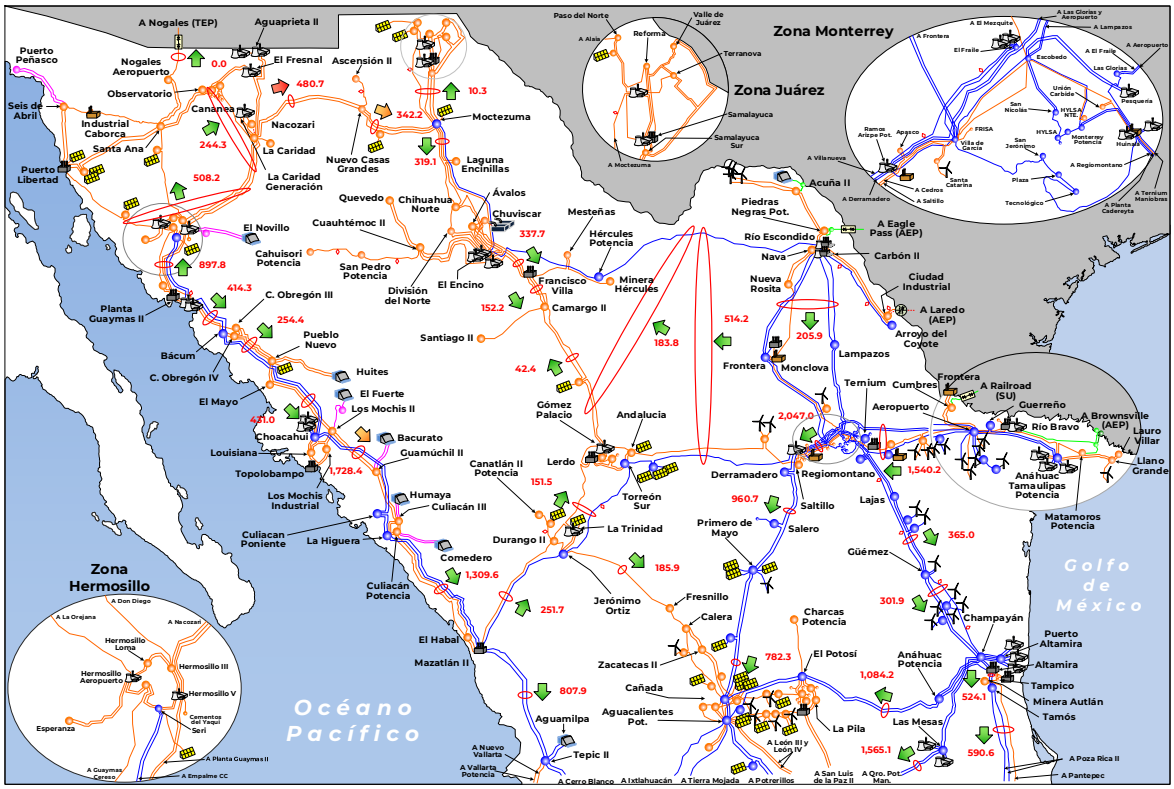


Figura 12.5.3. Condiciones operativas 2022 a las 20:00 hs

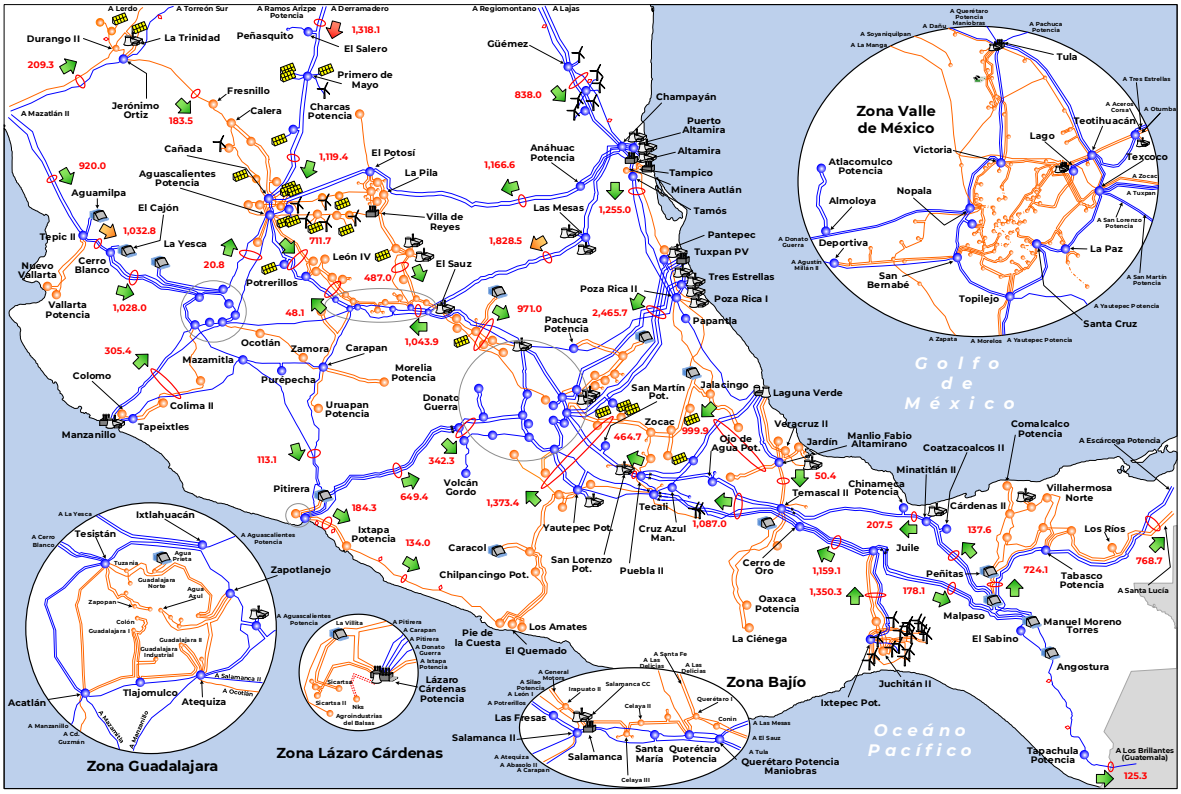
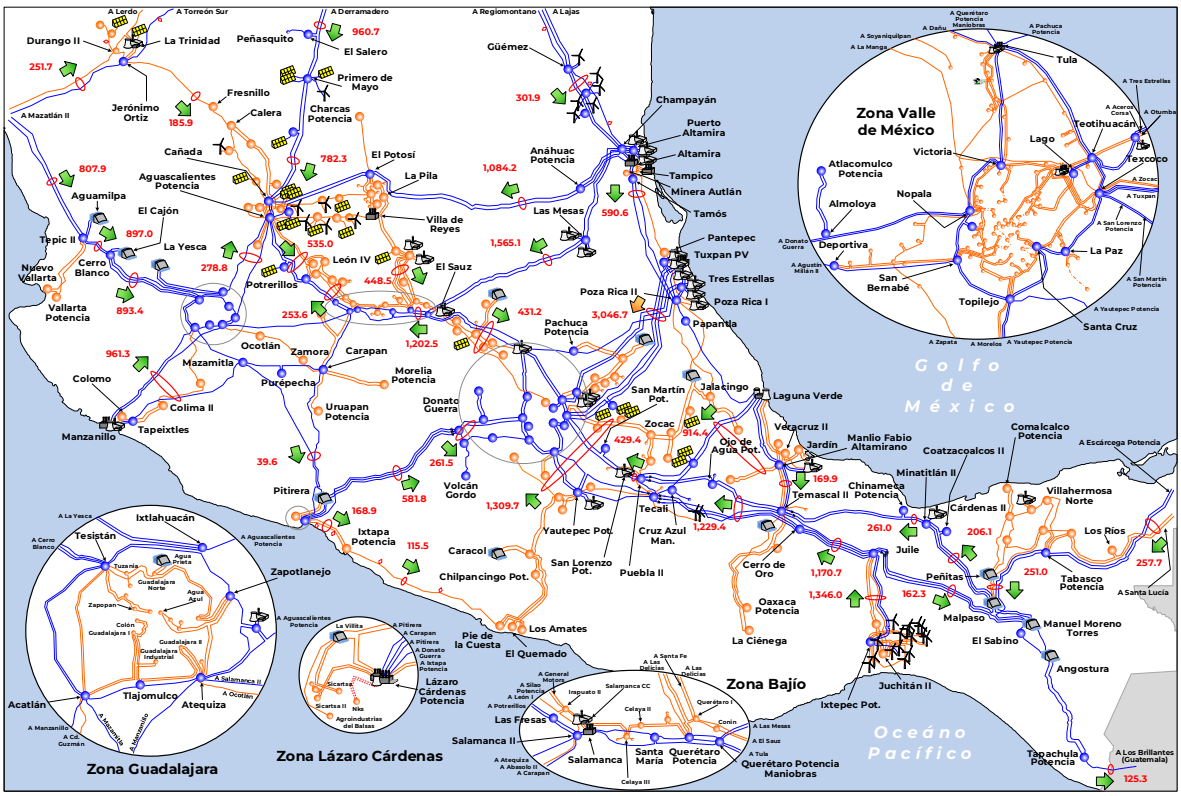


Figura 12.5.4. Condiciones operativas 2024 a las 20:00 hs



Límites de transmisión 2021 y 2027

Como se describió, los corredores de transmisión en varios puntos del SIN, estarán operando cerca de su límite de operativo o están ya con congestión para los años futuros, lo cual afecta la Confiabilidad del SIN.

El incremento de transmisión entre 2021 y 2027 está asociado a los proyectos legados de CFE Transmisión, los instruidos en los PRODESEN anteriores y los propuestos en PAMRNT 2020 – 2034.

- Proyecto Legado "Línea de Transmisión Huasteca – Monterrey".
- Proyecto "Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)" entre las regiones Los Mochis – Culiacán.
- Proyecto "Enlace Tepic II - Cerro Blanco" entre Tepic y Cerro Blanco.
- Proyecto "Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero" entre las regiones Saltillo – Aguascalientes.
- Proyecto "León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III" entre las regiones de Aguascalientes – León.
- Proyecto "Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío" entre las regiones León – Salamanca, Salamanca – Querétaro y Tamazunchale – Querétaro.
- Proyecto "Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro" entre las regiones de San Luis de la Paz – Querétaro.
- Proyecto "Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)" entre las regiones de Veracruz – Temascal.
- Proyecto "Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco" entre las regiones mencionadas en el nombre del proyecto.
- Proyectos "Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)" entre las regiones Valladolid – Cancún.
- Proyecto "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II" entre Playa del Carmen y Cozumel.
- Proyecto "Puerto Real Bancos 1 y 2" entre Campeche y Ciudad del Carmen.
- Proyecto "Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País".
- Así como el proyecto en estudio "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 será propuesto en el PAMRNT 2021-2035.

13

INCORPORACIÓN DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA PARA CUMPLIR CON LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

XIII. Incorporación de proyectos estratégicos de infraestructura para cumplir con la política energética nacional

La SENER clasificó como estratégicos por su contribución e implicación en el fortalecimiento de la política energética nacional y que se encuentran relacionados con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, seis proyectos incluidos el PIIRCE 2020-2034, precisando lo siguiente:

- *Que de conformidad con lo dispuesto por los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.*
- *Que los numerales 1, 2, fracción I, 26 y 33, fracciones I, V, XXVII, XVIII, XXIX y XXXI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, establecen las bases de la organización de la Administración Pública Federal, centralizada y paraestatal y que para el despacho de los negocios del orden administrativo encomendados al Poder Ejecutivo de la Unión contará con dependencias de la Administración Pública Centralizada como la Secretaría de Energía (SENER), a la cual le corresponde, entre otros, establecer, conducir y coordinar la política energética del país, para lo cual podrá coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia; llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional; establecer mecanismos de coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Centro Nacional de Control de Gas Natural, que propicie que las acciones de estos organismos sean compatibles con los programas sectoriales; así como establecer los términos de estricta separación legal que se requieren para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico y vigilar su cumplimiento; verificar el cumplimiento de la regulación que se emita para la industria eléctrica, realizar visitas de verificación y requerir a las personas físicas y morales con actividades en el sector, la información que permita conocer el desempeño de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, y lo que le encomienden expresamente las leyes y reglamentos.*
- *Que los artículos 11 y 132 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), facultan a la SENER, entre otras cosas, 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; dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria eléctrica, el CENACE y el CENAGAS; desarrollar los*

programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país; preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional; establecer criterios para la delimitación de las Centrales Eléctricas, las redes de transmisión, las redes de distribución, los Centros de Carga y el Sistema Eléctrico Nacional, y para clasificar las instalaciones eléctricas en las categorías correspondientes; autorizar los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las Redes Generales de Distribución (RGD); instruir a los Transportistas y los Distribuidores la ejecución de los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD; establecer la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el SEN, incluyendo criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos.

- *Que el artículo 5, párrafo primero fracciones II, III y IV, del Reglamento de la LIE, dispone para la elaboración del PRODESEN, se deberá considerar la coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, así como los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN.*

Adicionalmente, la SENER menciona que, *a efecto de dar cumplimiento a lo señalados en las disposiciones legales invocadas, para que el Estado esté en posibilidad de garantizar el beneficio de los Usuarios, satisfacer su demanda y garantizar la Confiabilidad, según la define la LIE, en su artículo 3, fracción X; resulta necesario que, conforme a sus atribuciones, el CENACE realice las siguientes acciones*:

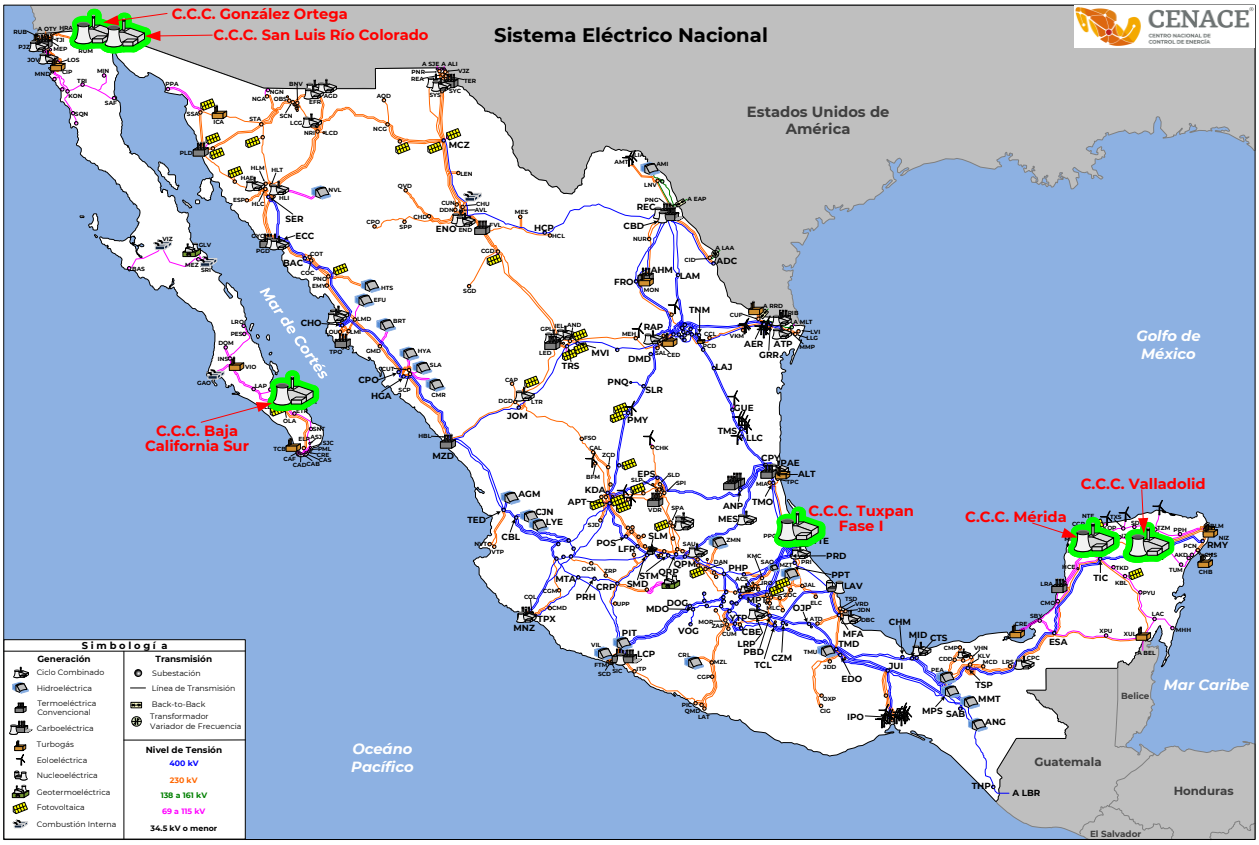
- *Para los proyectos de generación que esta Secretaría determinó como estratégicos en el PIIRCE, resulta necesario que se incluya en el desarrollo del SEN dichos proyectos y, por tanto, se les otorgue prioridad en el orden de preferencia en la elaboración de los Estudios de Interconexión que al efecto requieran, así como otorgarles prioridad en la prelación a la firma del Contrato de Interconexión.*
- *Considerar como preferentes los requerimientos de infraestructura de Ampliación y Modernización y Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD que se determinen para los proyectos de generación que esta Secretaría ha tenido a bien establecer como estratégicos en el citado PIIRCE.*
- *Coordinar el PIIRCE y los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 2020-2034, así como prever la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN para los proyectos de generación determinados como estratégicos en la propuesta de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM 2020-2034 que se formule y proponga a la SENER; y, en su caso, aprobación y publicación por la*

Secretaría en el PRODESEN 2020-2034.

- *Incluir las Obras de Refuerzo determinadas para los proyectos que esta Secretaría estableció como estratégicos en el PIIRCE.*
- *Considerar el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado para efectos de la RNT y las RGD del MEM; así como los proyectos de generación estratégicos que considera esta Secretaría, lo anterior sin menoscabo de que dichos proyectos, cumplan en lo aplicable con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.*

Por tanto, para dar cumplimiento con las acciones indicadas por la SENER quien dirige el proceso de planeación y a las disposiciones establecidas en la Constitución, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento; a continuación, se presentan las Obras de Interconexión y de Refuerzo para cada una de las Centrales Eléctricas para el fortalecimiento de la política energética nacional incluidas en el PIIRCE 2020-2034, las cuales se muestran en la Figura 13.1.1 resaltadas en verde.

Figura 13.1.1. Centrales Eléctricas propuestas por CFE en Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica para su incorporación al PIIRCE



Obras de interconexión y Refuerzo en la RNT identificadas para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional

A continuación, se describen las obras identificadas para la interconexión de las seis Centrales Eléctricas identificadas en el PIIRCE para el fortalecimiento de la política energética nacional, sin menoscabo de que dichos proyectos, cumplan en lo aplicable con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

C.C.C. González Ortega

Previo a la entrada en operación de la Central Eléctrica (CE) se consideran en operación las siguientes Obras de Ampliación y Modernización de la RNT, que serán llevadas a cabo con recursos propios de CFE Transmisión: modificación del sistema de aterrizamiento multipunto a un sistema de aterrizamiento Cross Bonded en tramo subterráneo de la SE Packard para eliminar restricciones de capacidad de 336 Amperes a 900 Amperes de la LT Cetys – 83320 – Packard en 161 kV y LT Packard – 83140 – Mexicali Dos en 161 kV y cambios de Transformadores de Corriente de capacidad mayor o igual a 900 Amperes en las SE Cetys, Packard y Mexicali Dos.

Además, se han considerado en operación los proyectos instruidos para su construcción en el ámbito de la GCR Baja California hasta 2024, por lo que los resultados cambiarán sustancialmente ante la cancelación o diferimiento de los proyectos, requiriéndose la actualización de los estudios de interconexión.

Obras de Interconexión:

- Subestación Eléctrica (SE) de maniobras C.C.C. González Ortega en 230 kV con arreglo de interruptor y medio con dos bahías (cinco interruptores) y dos alimentadores para la apertura de la LT Aeropuerto Dos – 93260 – Cerro Prieto Tres en 230 kV. La SE C.C.C. González Ortega debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 230 kV.
- Una LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 6.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT Aeropuerto Dos – 93260 – Cerro Prieto Tres.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la LT de la unidad de generación con tecnología de vapor.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad de vapor de la CE.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión.
- SE de maniobras C.C.C. González Ortega en 161 kV con arreglo Interruptor y Medio con tres bahías (nueve interruptores) y cuatro alimentadores para la apertura de las Líneas de Transmisión (LT) Mexicali Dos – 83360 – González Ortega en 161 kV y González Ortega – 83150 – Ruiz Cortines en 161 kV (a futuro entrará en operación la SE Paredones Potencia, por lo que la LT modifica su

destino a la SE Paredones Potencia). La SE C.C.C. González Ortega debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 161 kV.

- Una LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 1.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT Mexicali Dos – 83360 – González Ortega.
- Una LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 1.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT González Ortega – 83150 – Ruiz Cortines (a futuro será hacia la SE Paredones Potencia). Se formará la LT C.C.C. González Ortega – Mexicali Dos y LT C.C.C. González Ortega – Ruiz Cortines (Paredones Potencia a futuro).
- LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad 1 de gas de la CE.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la Línea de Transmisión de la unidad 1 de generación con tecnología de gas.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión.
- LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad 2 de gas de la CE.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la Línea de Transmisión de la unidad 2 de generación con tecnología de gas.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas en 230 kV Aeropuerto Dos y Cerro Prieto Tres y las Subestaciones Eléctricas en 161 kV González Ortega, Mexicali dos y Ruiz Cortines (a futuro SE Paredones Potencia) asociadas a la Interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.

Obras de refuerzo:

- LT González Ortega entronque Mexicali Oriente – Cerro Prieto Cuatro, aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.20 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).
- Dos Bahías (tres interruptores) y dos alimentadores en 161 kV en la SE González Ortega para la Interconexión de la LT González Ortega – Mexicali Oriente y LT González Ortega – Cerro Prieto Cuatro.
- LT La Rosita – Herradura aislada en 400 kV y operada inicialmente en 230 kV, de aproximadamente 112 km, (dos circuitos, tendido del primero, de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).
- LT Tijuana Uno – Herradura aislada y operada en 230 kV, de aproximadamente 16 km, (dos circuitos, tendido del primero, de dos

conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE La Herradura.
- Un alimentador en 230 kV en la SE La Rosita.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Tijuana Uno.
- Reemplazar equipo que limita la capacidad de líneas de transmisión en 161 kV:
  - Para la LT Carranza – 83350 – Cetys en 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 600 A (167 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.
  - Para la LT Carranza – 83270 – González Ortega 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 800 A (223 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.
- Adecuaciones en las SE La Herradura, Tijuana Uno, Cerro Prieto Cuatro, Mexicali Oriente, González Ortega, Mexicali Dos, Carranza y Cetys asociadas a la Interconexión del proyecto, que surjan de una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito. Además, se podrán determinar requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.1. Obras de transmisión

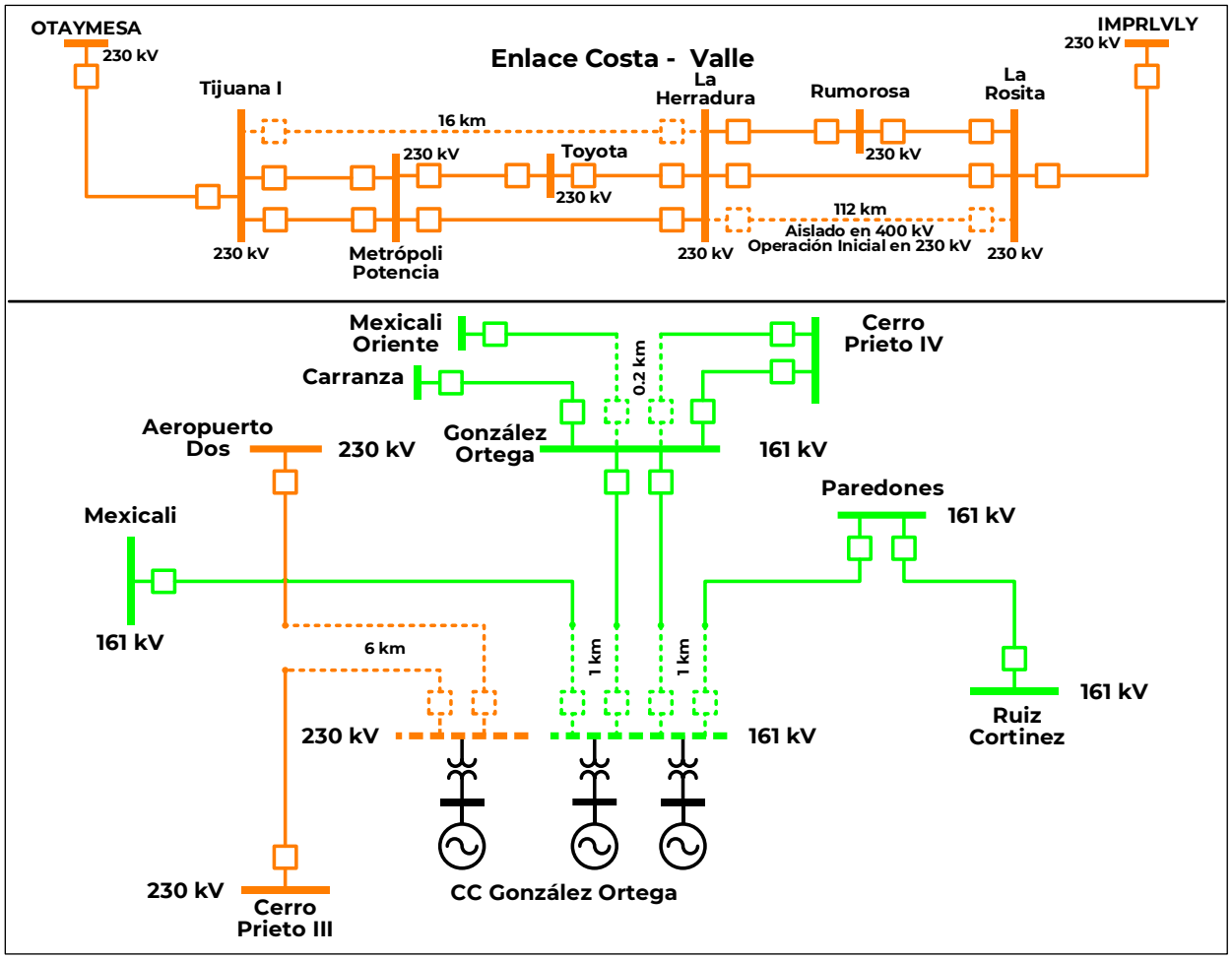
Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Maniobras C.C.C. González Ortega entronque Mexicali Dos - González Ortega	161	2	2.0	ene-22	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	2.0	ene-22	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega - C.C.C. González Ortega Unidad de Gas 1	161	1	0.1	ene-22	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega - C.C.C. González Ortega Unidad de Gas 2	161	1	0.1	ene-22	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega entronque Aeropuerto Dos - Cerro Prieto Tres	230	2	12.0	ene-23	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega - C.C.C. González Ortega Unidad de Vapor	230	1	0.1	ene-23	Interconexión
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	ene-22	Refuerzo
La Rosita - La Herradura /1, 2	400	2	112.0	ene-23	Refuerzo
La Herradura - Tijuana Uno /1	230	2	16.0	ene-23	Refuerzo
Total			**144.7**		

1/ Tendido del primer circuito
2/ Operación inicial en 230 kV

Cuadro 13.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Maniobras C.C.C. González Ortega	Alimentador	6	161	ene-22	Interconexión
SE Central Eléctrica González Ortega	Alimentador	2	161	ene-22	Interconexión
González Ortega	Adecuaciones	-	161	ene-22	Interconexión
Mexicali Dos	Adecuaciones	-	161	ene-22	Interconexión
Ruiz Cortines	Adecuaciones	-	161	ene-22	Interconexión
Maniobras C.C.C. González Ortega	Alimentador	3	230	ene-23	Interconexión
SE Central Eléctrica González Ortega	Alimentador	1	230	ene-23	Interconexión
Aeropuerto Dos	Adecuaciones	-	230	ene-23	Interconexión
Cerro Prieto Tres	Adecuaciones	-	230	ene-23	Interconexión
González Ortega	Alimentador ampliación	2	161	ene-22	Refuerzo
Carranza	Cambio de TC	2	161	ene-22	Refuerzo
Cetys	Cambio de TC	1	161	ene-22	Refuerzo
González Ortega	Cambio de TC	1	161	ene-22	Refuerzo
Cerro Prieto Cuatro	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
Mexicali Oriente	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
González Ortega	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
Mexicali Dos	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
Carranza	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
Cetys	Adecuaciones	-	161	ene-22	Refuerzo
La Rosita	Alimentador ampliación	1	230	ene-23	Refuerzo
La Herradura	Alimentador ampliación	2	230	ene-23	Refuerzo
Tijuana Uno	Alimentador ampliación	1	230	ene-23	Refuerzo
La Rosita	Adecuaciones	-	230	ene-23	Refuerzo
La Herradura	Adecuaciones	-	230	ene-23	Refuerzo
Tijuana Uno	Adecuaciones	-	230	ene-23	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.1. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. González Ortega



C.C.C. Valladolid

El estudio de interconexión de C.C.C. Valladolid se llevó a cabo considerando que el proyecto instruido "P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya" y el proyecto propuesto en este PAMRNT "P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)" están en operación a más tardar en abril de 2024. En caso de un mayor diferimiento de dichos proyectos se deberá de actualizar el estudio de interconexión y por ende las obras de refuerzo.

Obras de Interconexión:

Las obras de interconexión identificadas para C.C.C. Valladolid consisten en:

- Una Línea de Transmisión aislada y operada en 400 kV de aproximadamente 1.8 km, (2 circuitos, 2 conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE de la Central Eléctrica a la SE Dzitnup.
- Una SE en la Central Eléctrica con tres módulos de interruptor y medio con ocho bahías (8 interruptores) y cinco alimentadores en 400 kV, para la interconexión de las unidades de turbinas de gas y vapor, así como la Línea de Transmisión del inciso 1.
- Cuatro bahías (cuatro interruptores) y dos alimentadores en 400 kV en la SE Dzitnup, con arreglo de doble interruptor para la conexión de la Línea de Transmisión del inciso 1.

Obras de refuerzo:

Las obras de refuerzo identificadas para C.C.C. Valladolid consisten en:

- Un reactor de barra en la SE Escárcega Potencia en 400 kV, de 100 MVAr de capacidad nominal.
- Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en 400 kV en la SE Escárcega Potencia, con arreglo de doble interruptor para la conexión del reactor de barra.
- Sustitución de 22 cuchillas en la SE Nizuc en 115 kV debido a que con la interconexión de la Central Eléctrica a la RNT se supera la capacidad de corriente de aguante de corta duración de estos elementos limitados a 25 kA. La capacidad de corriente de corta duración debe ser de al menos 40 kA.
- Adecuaciones en las SE Dzitnup, Escárcega Potencia y Nizuc que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión. Además, se podrán determinar requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.3. Obras de transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Dzitnup - SE Central Eléctrica Valladolid	400	2	3.6	ene-23	Interconexión
Total			**3.6**		

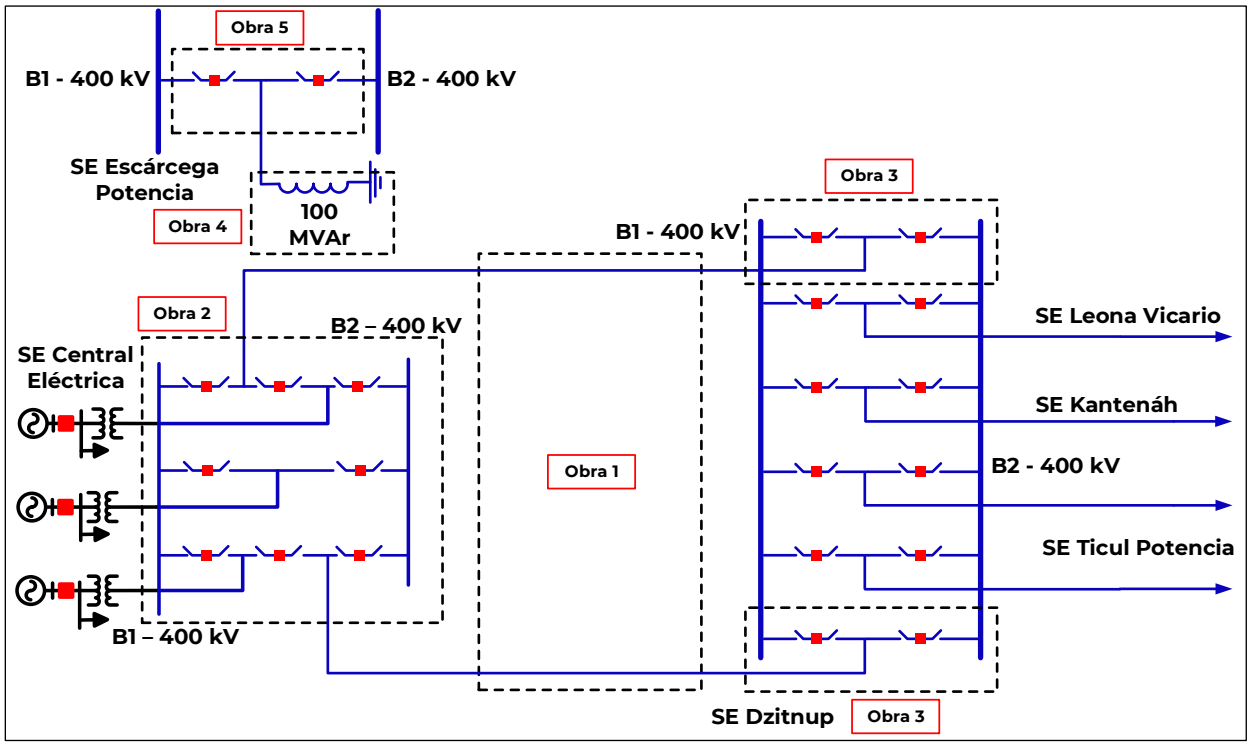
Cuadro 13.2.4. Obras de compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Escárcega Potencia MVAr	Reactor	400	100.0	ene-23	Refuerzo
Total			**100.0**		

Cuadro 13.2.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Dzitnup	Alimentador ampliación	2	400	ene-23	Interconexión
SE Central Eléctrica Valladolid	Alimentador	5	400	ene-23	Interconexión
Escárcega Potencia	Alimentador ampliación	1	400	ene-23	Refuerzo
Dzitnup	Adecuaciones	-	400	ene-23	Refuerzo
Escárcega Potencia	Adecuaciones	-	400	ene-23	Refuerzo
Nizuc	Cuchillas	22	115	abr-24	Refuerzo
Nizuc	Adecuaciones	-	115	abr-24	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.2. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. Valladolid



C.C.C. Baja California Sur

Se considera que se ha realizado la Modernización de la SE Punta Prieta Uno considerando un arreglo de doble barra en 115 kV previo a la entrada en operación de la C.C.C. Baja California Sur.

Obras de Interconexión:

- Modernización de la SE Punta Prieta Dos considerando un arreglo de interruptor y medio en SF6 en 115 kV.
  - Una SE en 115 kV con arreglo de interruptor y medio en Punta Prieta Dos encapsulada en gas de Hexafluoruro de Azufre (SF6) con siete bahías (trece interruptores) y diez alimentadores. La SE debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 115 kV.
  - Cinco bahías (once interruptores) y seis alimentadores en 115 kV en la SE Punta Prieta Dos, para la interconexión de los bancos de transformación.
  - Seis bancos de transformación (TR) elevadores con relación de 13.8/115 kV, con impedancia de 10% a 50 MVA, para interconectar cada unidad de la Central Eléctrica (CE).
  - Seis bahías (seis interruptores) y seis alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de los bancos de transformación con las unidades de generación de la CE.
  - Dos bahías (dos interruptores), encapsulados en gas de Hexafluoruro de Azufre (SF6), los interruptores enlazarán las barras de la SE Punta Prieta Uno y la SE Punta Prieta Dos.
- Requiere reubicar enlaces con cable de potencia de transformadores de la Central Eléctrica Ciclo Combinado hacia la ubicación de la encapsulada SF6.
- Requiere reubicar enlaces con cable de potencia de los transformadores de arranque hacia la ubicación de la encapsulada SF6.

Obras de refuerzo:

- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV con arreglo de bus principal y bus auxiliar en la SE Olas Altas para interconexión del nuevo equipo de transformación.
- Banco de transformación de 230/115 kV, 100 MVA en la SE Olas Altas, de características e impedancia similar al autotransformador AT10 existente en la SE Olas Altas.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV con arreglo de bus principal y bus auxiliar para la interconexión del nuevo equipo de transformación.
- Adecuaciones en las SE Punta Prieta Uno y Olas Altas asociadas a la Interconexión que surjan de una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito. Además, se podrán determinar requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.6. Obras de transformación

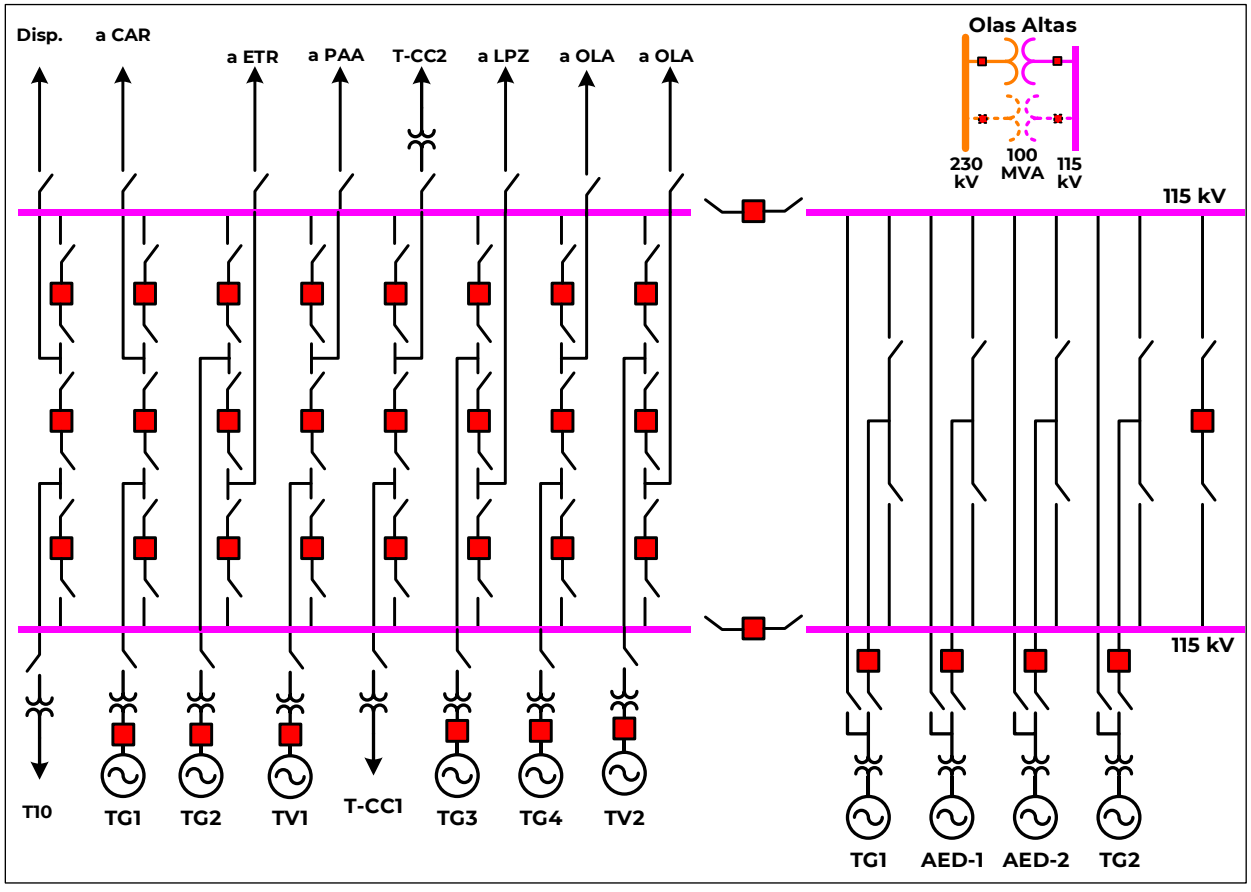
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible	Tipo de Obra
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	ene-24	Refuerzo
Total			**100.0**			

AT. Transformador

Cuadro 13.2.7. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Punta Prieta Dos	Alimentador SF6	16	115	ene-24	Interconexión
Punta Prieta Dos	Interruptor SF6	26	115	ene-24	Interconexión
Punta Prieta Dos	Cuchillas	68	115	ene-24	Interconexión
Olas Altas	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Refuerzo
Olas Altas	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Refuerzo
Olas Altas	Interruptor	1	230	ene-24	Refuerzo
Olas Altas	Interruptor	1	115	ene-24	Refuerzo
Punta Prieta Uno	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Olas Altas	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Olas Altas	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.3. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. Baja California Sur



C.C.C. Mérida

El estudio de interconexión de C.C.C. Mérida se llevó a cabo considerando que el proyecto instruido "P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1" está en operación a más tardar en julio de 2023. También, se considera en operación, a partir de 2023, C.C.C. Valladolid; a la cual se le solicitó un reactor de barra en la SE Escárcega Potencia. En caso de un mayor diferimiento del proyecto instruido o de C.C.C. Valladolid se deberá de actualizar el estudio de interconexión y por ende las Obras de Refuerzo.

Obras de Interconexión:

Las obras de interconexión identificadas para C.C.C. Mérida consisten en:

- Una Línea de Transmisión aérea en 115 kV de aproximadamente 0.15 km, (un circuito de dos conductores por fase, tipo ACSR calibre 1113 kcmil o su equivalente en un circuito subterráneo conforme al diseño de la Central Eléctrica) de la SE Mérida II a la SE de la Central Eléctrica en 115 kV.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE de la Central Eléctrica para la interconexión de la Línea de Transmisión en 115 kV.
- Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en 115 kV en la SE Mérida II, con arreglo de doble barra, doble interruptor para la interconexión de la Línea de Transmisión en 115 kV.
- Una Línea de Transmisión aérea en 230 kV de aproximadamente 2 km, (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR calibre 900 kcmil o su equivalente en un circuito subterráneo conforme al diseño de la Central Eléctrica) de la SE Mérida Potencia a la SE de la Central Eléctrica en 230 kV.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE de la Central Eléctrica para la interconexión de la Línea de Transmisión en 230 kV.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE Mérida Potencia, para completar el arreglo de interruptor y medio con la LT Mérida Potencia – 93140 – Caucel Potencia para la interconexión de la Línea de Transmisión en 230 kV.

Obras de refuerzo:

Las obras de refuerzo identificadas para C.C.C. Mérida consisten en:

- Repotenciación de la LT Mérida II – 73530 – Itzaes, sustituyendo el transformador de corriente en la SE Itzaes con uno de capacidad suficiente para aumentar la capacidad de la Línea de Transmisión de 120 MVA a 133 MVA.
- Recalibración de la LT Poniente – 73570 – Caucel Potencia de aproximadamente 4.9 km de conductor actual 477 kcmil tipo ACSR a conductor con capacidad equivalente a 795 kcmil tipo ACSR.
- Recalibración de la LT Poniente – 73590 – Caucel Potencia de aproximadamente 4.9 km de conductor actual 477 kcmil tipo ACSR a conductor con capacidad equivalente a 795 kcmil tipo ACSR.
- Compensación discreta distribuida de 45 MVAr en SE Mérida II en 115 kV con conexión conexión/desconexión automática mediante esquemas de automatismo con un paso de 30 MVAr y un segundo paso de 15 MVAr; y compensación discreta distribuida de 30 MVAr en la SE Sur en 115 kV con conexión/desconexión automática

mediante esquemas de automatismo con un paso de 30 MVAr.
  - Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE Mérida II, para completar el arreglo de interruptor y medio con la LT Mérida II – 73530 – Itzaes para la conexión de la compensación discreta.
  - Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE Sur, para la conexión de la compensación discreta.
- Considerando que se sustituyen las dos unidades de la C.T. Mérida II se requiere:
  - Sustitución de 8 interruptores, 33 cuchillas y 1 transformador de corriente en la SE Mérida II en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
  - Sustitución de 34 cuchillas en la SE Kanasín Potencia en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
  - Sustitución de 42 cuchillas y 5 transformadores de corriente en la SE Norte en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
- Considerando que no se sustituyen las dos unidades de la C.T. Mérida II se requiere:
  - Sustitución de 20 interruptores, 33 cuchillas y 71 transformadores de corriente en la SE Mérida II en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
  - Sustitución de 6 interruptores, 34 cuchillas y 24 transformadores de corriente en la SE Kanasín Potencia en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
  - Sustitución de 27 cuchillas en la SE Nachi-Cocom en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
  - Sustitución de 42 cuchillas y 5 transformadores de corriente en la SE Norte en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
- Adecuaciones en las SE Mérida II, Mérida Potencia, Poniente, Caucel Potencia, Itzaes, Kanasín Potencia, Nachi-Cocom, Norte y Sur asociadas a la interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión. Además, se podrán determinar requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.8. Obras de transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Mérida II - SE Central Eléctrica Mérida	115	1	0.15	ene-24	Interconexión
Mérida Potencia - SE Central Eléctrica Mérida	230	1	2.0	ene-24	Interconexión
Poniente - Caucel Potencia (73570) /1	115	1	4.9	ene-24	Refuerzo
Poniente - Caucel Potencia (73590) /1	115	1	4.9	ene-24	Refuerzo
Total			**11.95**		

1/ Recalibración

Cuadro 13.2.9. Obras de compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Mérida II MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0 1x15.0	ene-24	Refuerzo
Sur MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	Refuerzo
Total			**75.0**		

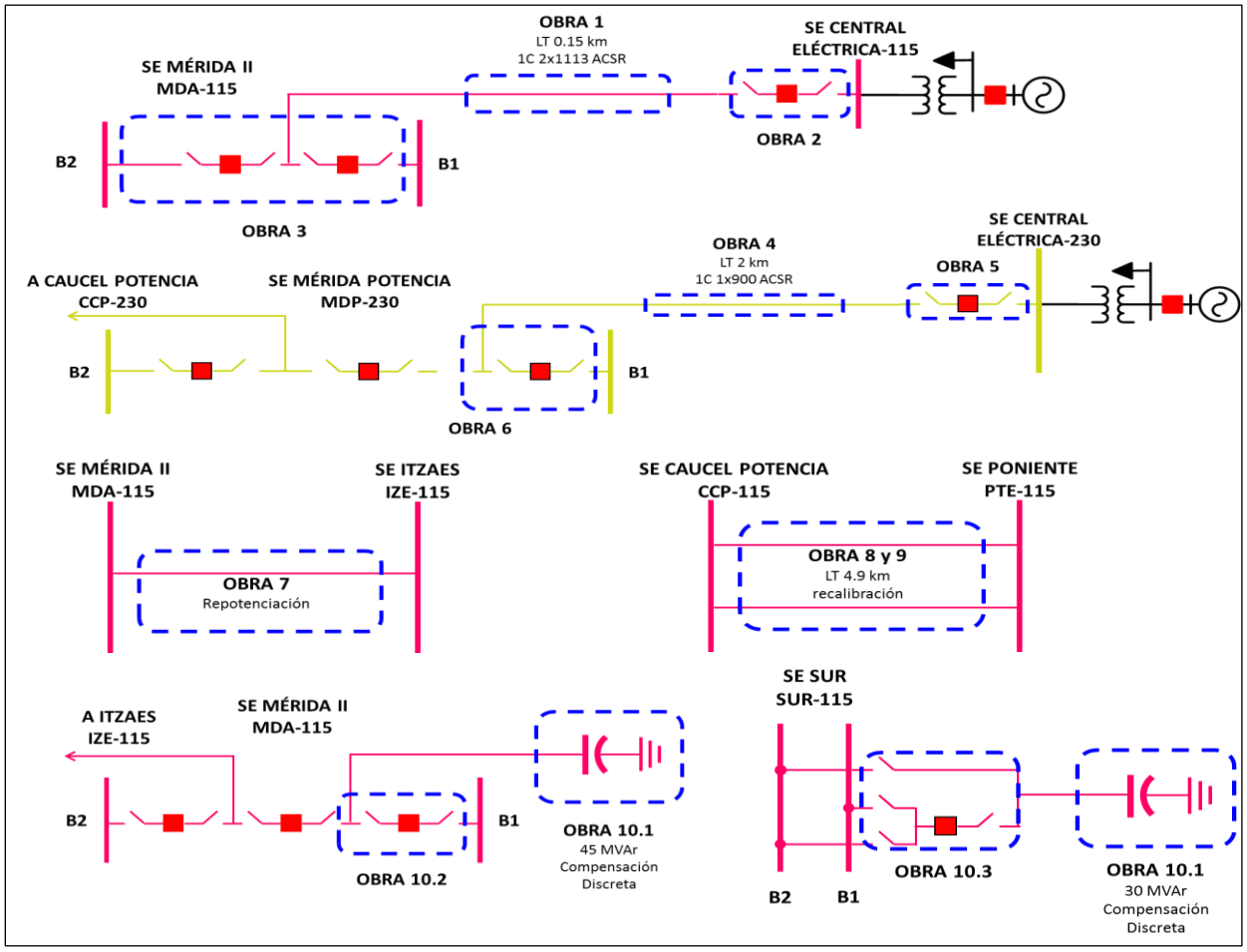
Cuadro 13.2.10. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas considerando la sustitución de las unidades de C.T. Mérida II

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Mérida Potencia	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Interconexión
SE Central Eléctrica Mérida	Alimentador	1	230	ene-24	Interconexión
Mérida II	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Interconexión
SE Central Eléctrica Mérida	Alimentador	1	115	ene-24	Interconexión
Itzaes	Cambio de TC	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Interruptores	8	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Cuchillas	33	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Cambio de TC	1	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Cuchillas	34	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Cuchillas	42	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Cambio de TC	5	115	ene-24	Refuerzo
Sur	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida Potencia	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Poniente	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Caucel Potencia	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Itzaes	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Sur	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Total					

Cuadro 13.2.11. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas sin considerar la sustitución de las unidades de C.T. Mérida II

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Mérida Potencia	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Interconexión
SE Central Eléctrica Mérida	Alimentador	1	230	ene-24	Interconexión
Mérida II	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Interconexión
SE Central Eléctrica Mérida	Alimentador	1	115	ene-24	Interconexión
Itzaes	Cambio de TC	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Interruptores	20	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Cuchillas	33	115	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Cambio de TC	71	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Interruptores	6	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Cuchillas	34	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Cambio de TC	24	115	ene-24	Refuerzo
Nachi-Cocom	Cuchillas	27	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Cuchillas	42	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Cambio de TC	5	115	ene-24	Refuerzo
Sur	Alimentador ampliación	1	115	ene-24	Refuerzo
Mérida Potencia	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Mérida II	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Poniente	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Caucel Potencia	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Itzaes	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Kanasín Potencia	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Nachi-Cocom	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Norte	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Sur	Adecuaciones	-	115	ene-24	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.4. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. Mérida



C.C.C. Tuxpan Fase I

Obras de Interconexión:

Las obras de interconexión identificadas para C.C.C. Tuxpan Fase I consisten en:

- Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la primera Unidad de Gas del proyecto CCC Tuxpan Fase I.
- Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la segunda Unidad de Gas del proyecto CCC Tuxpan Fase I.
- Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la Unidad de Vapor del proyecto CCC Tuxpan Fase I.
- Dos interruptores de amarre en 400 kV para crear una tercera sección (sección C) en las barras 1 y 2 de la SE Tuxpan Vapor.
- Adecuaciones en la SE Tuxpan Vapor, que pudieran surgir de una revisión detallada por el Transportista.

Obras de refuerzo:

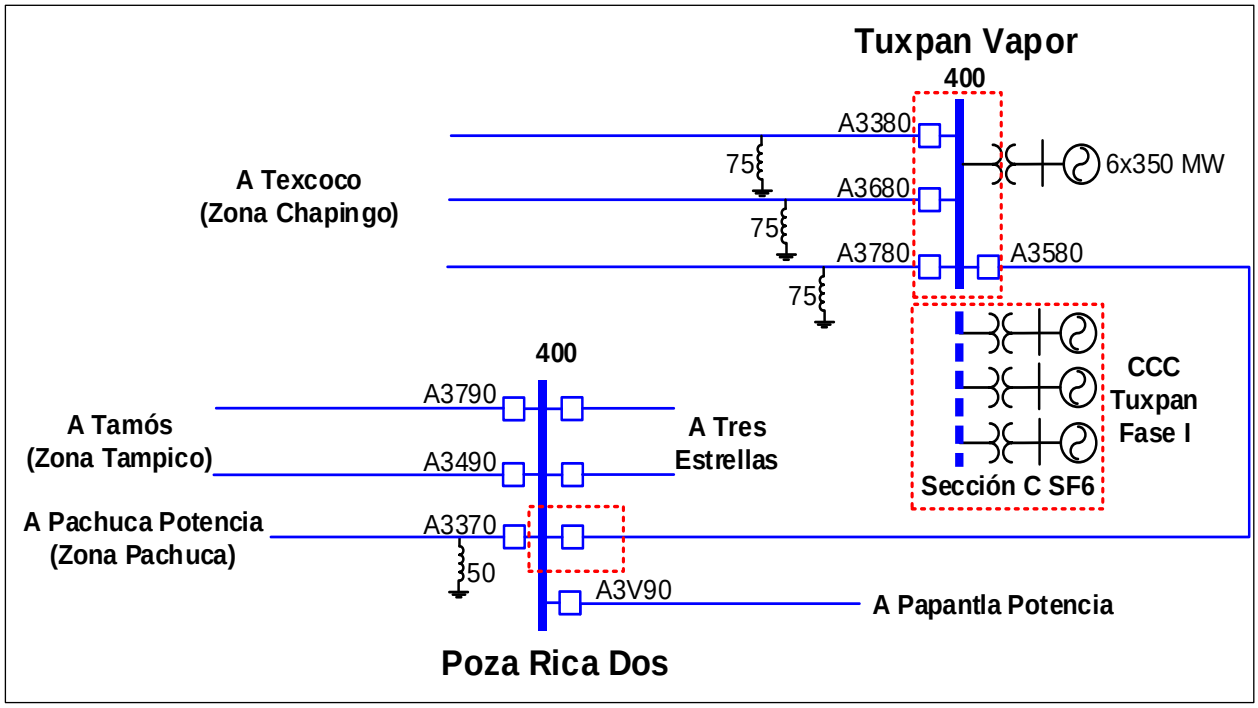
Las obras de refuerzo identificadas para C.C.C. Tuxpan Fase consisten en:

- Sustitución de 22 Interruptores, 93 Transformadores de Corriente (TC), 54 Cuchillas y 8 Trampas de Onda, con una corriente de aguante de corta duración y capacidad interruptiva de al menos 50 kA, en la SE Tuxpan Vapor.
- Sustitución de 2 Trampas de Onda, con una corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA, en la SE Poza Rica Dos.
- Instalación de equipo terminal óptico en las SE Tuxpan Vapor y Poza Rica Dos, asociado con el enlace óptico existente de la LT Tuxpan Vapor – A3580 – Poza Rica Dos. De una revisión detallada por el Transportista, se determinará la instalación de aproximadamente 69 km de fibra óptica en la LT Tuxpan Vapor – A3580 – Poza Rica Dos, en cumplimiento al Manual de TICs, de acuerdo con lo informado por el Transportista al CENACE.
- Adecuaciones en la SE Tuxpan Vapor y Poza Rica Dos, que pudieran surgir de una revisión detallada por el Transportista. Además, se podrán determinar requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.12. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Tuxpan Vapor	Alimentador ampliación	3	400	ene-24	Interconexión
Tuxpan Vapor	Interruptores	2	400	ene-24	Interconexión
Tuxpan Vapor	Cambio de Interruptores	22	400	ene-24	Refuerzo
Tuxpan Vapor	Cambio de TC	93	400	ene-24	Refuerzo
Tuxpan Vapor	Cambio de Cuchillas	54	400	ene-24	Refuerzo
Tuxpan Vapor	Cambio de Trampas de Onda	8	400	ene-24	Refuerzo
Poza Rica Dos	Cambio de Trampas de Onda	2	400	ene-24	Refuerzo
Tuxpan Vapor	Adecuaciones	-	400	ene-24	Interconexión/Refuerzo
Poza Rica Dos	Adecuaciones	-	400	ene-24	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.5. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. Tuxpan Fase I



C.C.C. San Luis Río Colorado

Se considera en operación el proyecto C.C.C. González Ortega, y los proyectos instruidos para su construcción en el ámbito de la GCR Baja California hasta 2024, por lo que los resultados cambiarán sustancialmente ante la cancelación o diferimiento de los proyectos, requiriéndose la actualización de los estudios de interconexión.

Obras de Interconexión:

- Subestación Eléctrica (SE) Ejido San Luis en 230 kV con arreglo de interruptor y medio con cuatro bahías (once interruptores) y cuatro alimentadores para la apertura de las Líneas de Transmisión (LT) Chapultepec – 93480 – Parque Industrial en 230 kV y San Luis Rey – 93650 – Parque Industrial en 230 kV (esta última LT es la existente actualmente, sin embargo, cuando entre en operación la obra instruida D19-BC1 Libramiento Banco 1, con fecha factible para abril de 2022, será la LT Libramiento – Parque Industrial en 230 kV). La SE Ejido San Luis debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 230 kV.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 3.2 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis al entronque de la LT Chapultepec – 93480 – Parque Industrial.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 3.2 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis al entronque de la LT Parque Industrial - Libramiento (actual LT San Luis Rey – 93650 – Parque Industrial).
- Tres bahías y tres alimentadores en 230 kV en la SE Ejido San Luis para la Interconexión de las LT que interconectarán las unidades de generación.
- Tres bahías y tres alimentadores en 230 kV en la SE de la CE para la Interconexión de las LT que interconectarán las unidades de generación a la SE Ejido San Luis.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad 1 de gas.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE de Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad 2 de gas.
- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad de vapor.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas en 230 kV Parque Industrial, Chapultepec, San Luis Rey y Libramiento, asociadas a la Interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.

Obras de refuerzo:

- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 36 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Cerro Prieto Dos a la SE Sánchez

Taboada. Se tenderá el segundo circuito sobre torre existente de dos circuitos el cual únicamente tiene tendido el primer circuito.

- Un alimentador en 230 kV en la SE Sánchez Taboada para la Interconexión de la LT.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Cerro Prieto Dos para la Interconexión de la LT.
- Traslado de los bancos de las unidades monofásicas de autotransformación, con relación 230/161 kV de la SE Parque Industrial a la SE Ruiz Cortines, incluye los interruptores en 230 y 161 kV para su instalación definitiva con sus bahías correspondientes en la SE Ruiz Cortines.
- Nuevo Banco de transformación de 230/161 kV, 225 MVA en la SE Ruiz Cortines, de características e impedancia similar a los autotransformadores existentes en la SE Parque Industrial que serán trasladados a la SE Ruiz Cortines.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Ruiz Cortines para interconexión de un nuevo equipo de transformación.
- Un alimentador en 161 para la interconexión del nuevo equipo de transformación.
- LT Ruiz Cortines entronque Parque Industrial – Ruiz Cortines, 230 kV, 3 km de longitud, doble circuito, un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil, con la que se formarán las dos nuevas LT Ruiz Cortines – Parque Industrial en 230 kV y considera la conexión en 161 kV para formar dos LT Ruiz Cortines – Hidalgo en 161 kV.
- Tres alimentadores en 230 kV en la SE Ruiz Cortines para interconexión de las nuevas líneas de transmisión en 230 kV.
- Cambio de tensión de operación a 230 kV de parte de la LT existente Parque Industrial – Ruiz Cortines y LT Parque Industrial – Hidalgo que actualmente operan en 161 kV.
- Cambio de tensión de operación a 230 kV de la LT existente Cerro Prieto Uno – Ruiz Cortines, modificando su punto de interconexión a la SE Cerro Prieto Tres en 230 kV para formar la LT Cerro Prieto Tres – Ruiz Cortines.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Cerro Prieto Tres para la Interconexión de la LT en la SE Ruiz Cortines.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Parque Industrial para la Interconexión de las dos nuevas líneas de transmisión en 230 kV.
- Traslado del capacitor de 21 MVAr existente en la SE Parque Industrial a la SE Paredones Potencia, incluye su equipo de conexión y desconexión.
- Nuevo transformador de 40 MVA en la SE Parque Industrial con relación de transformación 230/13.8 kV, que sustituirá el transformador T30 existente en la SE Parque Industrial, el cual posteriormente será reubicado a otra Subestación Eléctrica de la zona Mexicali.
- Reemplazar equipo que limita la capacidad de líneas de transmisión en 161 kV:
  - Para la LT Mexicali – 83130 – Centro en 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 600 A (167 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.
- Adecuaciones en las SE Cerro Prieto Tres, Mexicali Dos, Centro, Ruiz Cortines, Sánchez Taboada, Cerro Prieto Dos y Parque Industrial asociadas a la Interconexión que surjan de una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito. Además, se podrán determinar

requerimientos de Obras de Interconexión y Refuerzo adicionales o modificar las anteriores, una vez que se tengan los parámetros de las unidades de Central Eléctrica y de los elementos de transformación.

Cuadro 13.2.13. Obras de transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Ejido San Luis entronque Chapultepec - Parque Industrial	230	2	6.4	ene-24	Interconexión
Ejido San Luis entronque Parque Industrial - Libramiento	230	2	6.4	ene-24	Interconexión
Ejido San Luis - C.C.C. San Luis Río Colorado Unidad de Gas 1	230	1	0.1	ene-24	Interconexión
Ejido San Luis - C.C.C. San Luis Río Colorado Unidad de Gas 2	230	1	0.1	ene-24	Interconexión
Ejido San Luis - C.C.C. San Luis Río Colorado Unidad de Vapor	230	1	0.1	ene-24	Interconexión
Cerro Prieto Dos - Sánchez Taboada /1	230	2	36.0	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines entronque Parque Industrial - Ruiz Cortines /2	230	2	6.0	ene-24	Refuerzo
Parque Industrial - Ruiz Cortines /2, 3	230	1	-	ene-24	Refuerzo
Parque Industrial - Hidalgo /2, 3	230	1	-	ene-24	Refuerzo
Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines /3, 4	230	1	2.0	ene-24	Refuerzo
Total			**57.1**		

1/ Tendido del segundo circuito
2/ Se forma las LT Ruiz Cortines - Parque Industrial en 230 kV y las LT Ruiz Cortines - Hidalgo en 161 kV
3/ Cambio de tensión de operación de 161 kV a 230 kV
4/ Se modifica punto de interconexión de Cerro Prieto Uno a Cerro Prieto Tres, formado la LT Cerro Prieto Tres - Ruiz Cortines en 230 kV

Cuadro 13.2.14. Obras de transformación

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible	Tipo de Obra
Ruiz Cortines Banco 1 (traslado)	4	AT	300.0	230/161	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225.0	230/161	ene-24	Refuerzo
Parque Industrial	1	T	40.0	230/13.8	ene-24	Refuerzo
Total			**565.0**			

AT. Transformador
T. Transformador

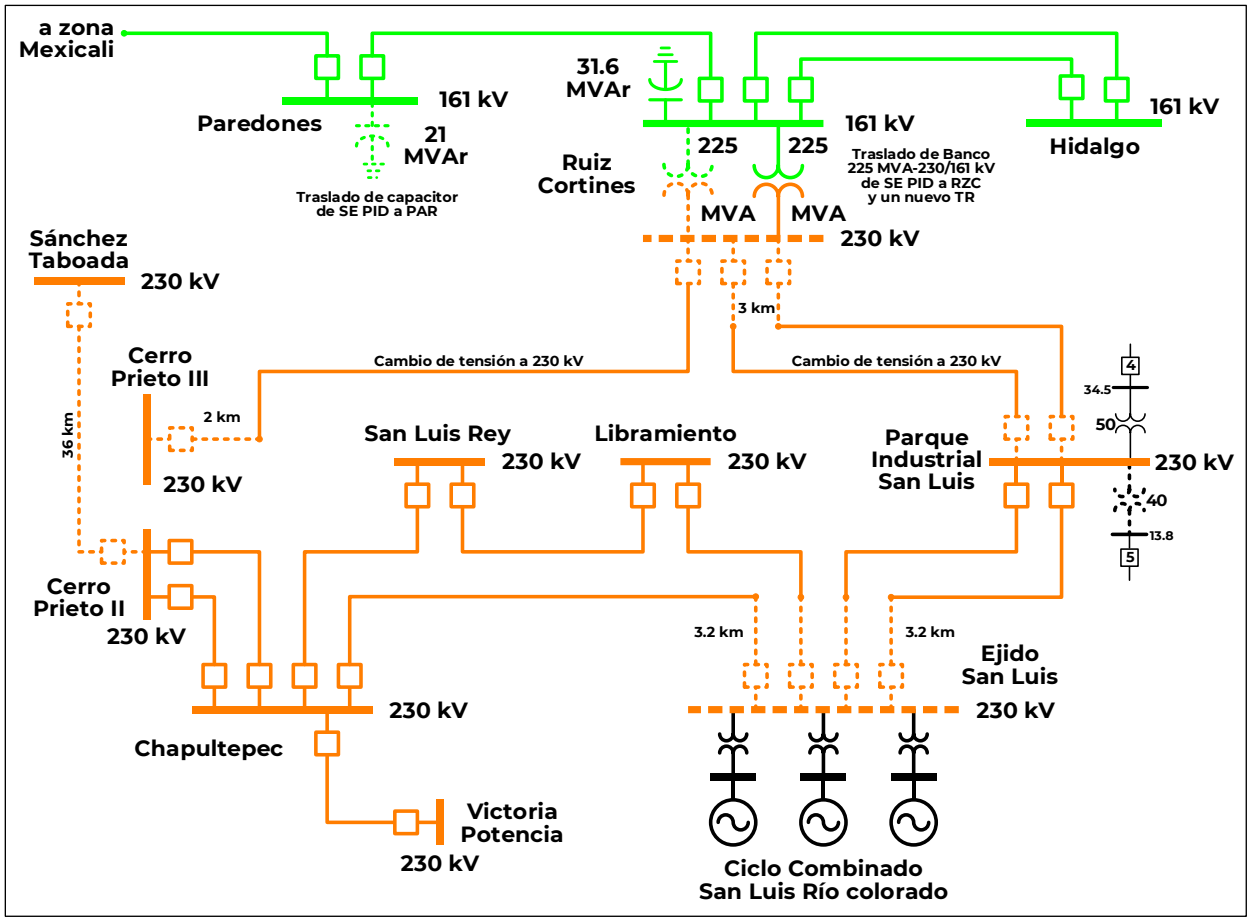
Cuadro 13.2.15. Obras de compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Paredones MVAr (traslado)	Capacitor	161	21.0	ene-24	Refuerzo
Total			**21.0**		

Cuadro 13.2.16. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Factible	Tipo de Obra
Ejido San Luis	Alimentador	4	230	ene-24	Interconexión
Ejido San Luis	Alimentador	3	230	ene-24	Interconexión
C.C.C. San Luis Río Colorado	Alimentador	3	230	ene-24	Interconexión
Parque Industrial	Adecuaciones	-	230	ene-24	Interconexión
Chapultepec	Adecuaciones	-	230	ene-24	Interconexión
San Luis Rey	Adecuaciones	-	230	ene-24	Interconexión
Libramiento	Adecuaciones	-	230	ene-24	Interconexión
Cerro Prieto Dos	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Refuerzo
Sánchez Taboada	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Alimentador traslado	1	230	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Alimentador traslado	1	161	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Alimentador ampliación	4	230	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Alimentador ampliación	1	161	ene-24	Refuerzo
Cerro Prieto Tres	Alimentador ampliación	1	230	ene-24	Refuerzo
Parque Industrial	Alimentador ampliación	2	230	ene-24	Refuerzo
Paredones	Alimentador traslado	1	161	ene-24	Refuerzo
Mexicali	Cambio de TC	1	161	ene-24	Refuerzo
Centro	Cambio de TC	1	161	ene-24	Refuerzo
Cerro Prieto Tres	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Mexicali Dos	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Centro	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Ruiz Cortines	Adecuaciones	-	161	ene-24	Refuerzo
Sánchez Taboada	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Cerro Prieto Dos	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Parque Industrial	Adecuaciones	-	230	ene-24	Refuerzo
Total					

Figura 13.2.6. Diagrama Unifilar simplificado de las obras de interconexión y de refuerzo asociadas a C.C.C. San Luis Río Colorado



14

PROYECTOS EN ESTUDIO IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

XIV. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2025 – 2034

Como establece el artículo 5, párrafo primero fracciones II, III y IV, del Reglamento de la LIE, para la elaboración del PRODESEN, se deberá considerar la coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, así como los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN.

Asimismo, la Ley de Transición Energética, el artículo 16, fracciones II, IV y V al CENACE le corresponde incluir y determinar en el PAMRNT necesidades de expansión y equipamiento de la RNT y las RGD del MEM garantizando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, así como transmitir la información que corresponda a la SENER para que se programen y ejecuten obras para la incorporación de Energía Limpias al SEN.

Atendiendo lo anterior, a continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos identificados para la ampliación de la RNT en el periodo de 2025 a 2034, que aunados a la construcción de los proyectos instruidos de los PRODESEN anteriores, al crecimiento del consumo de energía eléctrica, y las políticas y medidas que la SENER establezca para la promoción de la generación con Energías Limpias y que puedan ser soportadas de manera sustentable bajo condiciones económicas y del mercado eléctrico mayorista, se podrían integrar como proyectos propuestos, o en su caso, nuevos proyectos con metas de infraestructura diferentes.

Expansión de la Transmisión Noroeste - Occidental

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Choacahui - Culiacán Potencia / 3	400	2	216.0	abr-25	Noroeste
Culiacán Potencia - Mazatlán Dos / 3	400	2	268.0	abr-25	Noroeste
Mazatlán Dos - Tepic Dos / 3	400	2	252.0	abr-25	Noroeste
Tepic Dos - Cerro Blanco / 3	400	2	46.0	abr-25	Noroeste
Total			**782.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-25	Noroeste
Total			**600.0**			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	Noroeste
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-25	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	Noroeste
Seri STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) /300(Cap.)	abr-25	Noroeste
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) /300(Cap.)	abr-25	Norte
Total			**1,450.0**		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Expansión de la Transformación en la Zona Campeche

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Lerma Banco 9	3	AT	225.0	230/115	abr-25	Peninsular
Total			**225.0**			

AT. Autotransformador

Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Poza Rica

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde - Poza Rica II /3	400	2	155.0	abr-27	Oriental
Total			**155.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	abr-27	Oriental
Total			**50.0**		

Expansión de la Transmisión entre las Gerencias Norte y Occidente

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur - Primero de Mayo /3	400	2	250.0	abr-27	Norte
Primero de Mayo - Cañada /3	400	2	220.0	abr-27	Occidental
Total			**470.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-27	Norte
Primero de Mayo MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-27	Occidental
Total			**175.0**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Cancún

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Dzitnup - Riviera Maya /3	400	2	165.0	abr-29	Peninsular
Leona Vicario - Xib /3, 4	115	2	12.5	abr-29	Peninsular
Total			**177.5**		

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-29	Peninsular
Total			**375.0**			

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Riviera Maya MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-29	Peninsular
Total			**66.6**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Toluca

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Yautepec Potencia - Volcán Gordo / 3	400	2	128.5	abr-29	Central
Volcán Gordo - Agustín Millán II / 4	400	2	48.1	abr-29	Central
Total			**176.6**		

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Volcán Gordo MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-29	Central
Total			**66.6**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Puebla

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Manlio Fabio Altamirano - Ojo de Agua Potencia / 3	400	2	90.0	abr-31	Oriental
Total			**90.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Expansión de la red de Transmisión en Cabo San Lucas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Turbogás Los Cabos - El Manglito	115	2	30.0	abr-31	Baja California Sur
El Manglito entronque Cabo Bello - Cabo San Lucas Dos	115	2	6.0	abr-31	Baja California Sur
Total			**36.0**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Tula-Pachuca y Jilotepec

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Nochistongo - Jilotepec Potencia / 3	230	2	30.0	abr-32	Central
Total			**30.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Expansión de la Transmisión entre las regiones Poza Rica y Puebla

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Poza Rica II - San Martín Potencia / 3	400	2	210.0	abr-32	Oriental
Total			**210.0**		

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
San Martín Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-32	Oriental
Total			**100.0**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Playa del Carmen

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid - Tulum /3	230	2	105.0	abr-32	Peninsular
Tulum - Akumal II /8	115	2	64.0	abr-32	Peninsular
Total			**169.0**		

3/ Tendido del primer circuito
8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tulum Banco 3	4	AT	300.0	230/115	abr-32	Peninsular
Total			**300.0**			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tulum MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-32	Peninsular
Total			**21.0**		

Expansión de la Transmisión entre las zonas Tijuana y Ensenada

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Las Viñas - La Herradura	230	2	150.0	abr-32	Baja California
Tijuana I - La Herradura /4	230	2	16.0	abr-32	Baja California
Panamericana Fraccionamiento - La Herradura	115	2	70.0	abr-32	Baja California
Total			**236.0**		

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
La Herradura Banco 2	3	AT	225.0	230/115/69	abr-32	Baja California
Total			**225.0**			

AT. Autotransformador

Expansión de la Transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Olas Altas - Turbogás Los Cabos /3	230	2	125.0	abr-32	Baja California Sur
Total			**125.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Expansión de la Transmisión entre la zona La Paz

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Olas Altas - Coromuel /3	230	2	25.0	abr-32	Baja California Sur
Coromuel entronque Punta Prieta - Palmira	115	2	4.0	abr-32	Baja California Sur
Coromuel entronque Punta Prieta - Camino Real	115	2	4.0	abr-32	Baja California Sur
Total			**33.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Coromuel Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-32	Baja California Sur
Total			**300.0**			

AT. Autotransformador

Expansión de la Transmisión entre las regiones Ixtepec y Oaxaca

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia - Benito Juárez /3	400	2	254.0	abr-34	Oriental
Benito Juárez - Oaxaca Potencia /3	230	2	25.0	abr-34	Oriental
Benito Juárez - La Ciénega /3	230	2	8.0	abr-34	Oriental
Total			**287.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-34	Oriental
Total			**500.0**			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	133.3	abr-34	Oriental
Benito Juárez MVAr (reactor de bus)	Reactor	400	133.3	abr-34	Oriental
Total			**266.6**		

Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Acapulco

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Yautepec Potencia - Libramiento Diamante /3	400	2	260.0	abr-34	Oriental
Libramiento Diamante entronque Pie de la Cuesta - Los Amates	230	2	5.0	abr-34	Oriental
Libramiento Diamante entronque Quemado - Los Amates	230	2	5.0	abr-34	Oriental
Total			**270.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Libramiento Diamante Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-34	Oriental
Total			**500.0**			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Libramiento Diamante MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	133.3	abr-34	Oriental
Libramiento Diamante MVAr (reactor de bus)	Reactor	400	100.0	abr-34	Oriental
Total			**233.3**		

Proyectos en estudio

I20-NO1 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

Diagnóstico operativo.

En los últimos años se han incorporado una gran cantidad de proyectos de generación eléctrica en el ámbito de la GCR Noroeste, entre las que destacan centrales eléctricas de ciclo combinado y otras tecnologías que utilizan los recursos renovables, con lo que se han diversificado las fuentes de generación en la región, predominando la generación fotovoltaica en el norte de Sonora.

La GCR Noroeste cuenta con gran potencial de generación de energía renovable, que ha propiciado la instalación de centrales de energía fotovoltaica, y actualmente se tiene comprometido bajo contratos la incorporación de 1,000 MW de capacidad fotovoltaica que entrará en servicio en 2021.

Por tanto, se presenta una problemática de altas transferencias de potencia en las compuertas que forman parte de la GCR Noroeste, ya que, en algunas de ellas, se alcanza su límite de operativo en diferentes escenarios de demanda durante un día y durante diferentes periodos estacionales, lo que repercute en un incremento en los costos de operación del SIN. Figura 14.1.1

La Compuerta Hermosillo – SIN y la Compuerta Noroeste – Occidental registran alertas en operación de manera frecuente porque el flujo de potencia registrado se acerca al límite de operativo en diferentes estaciones del año y se incrementan durante el periodo invernal.

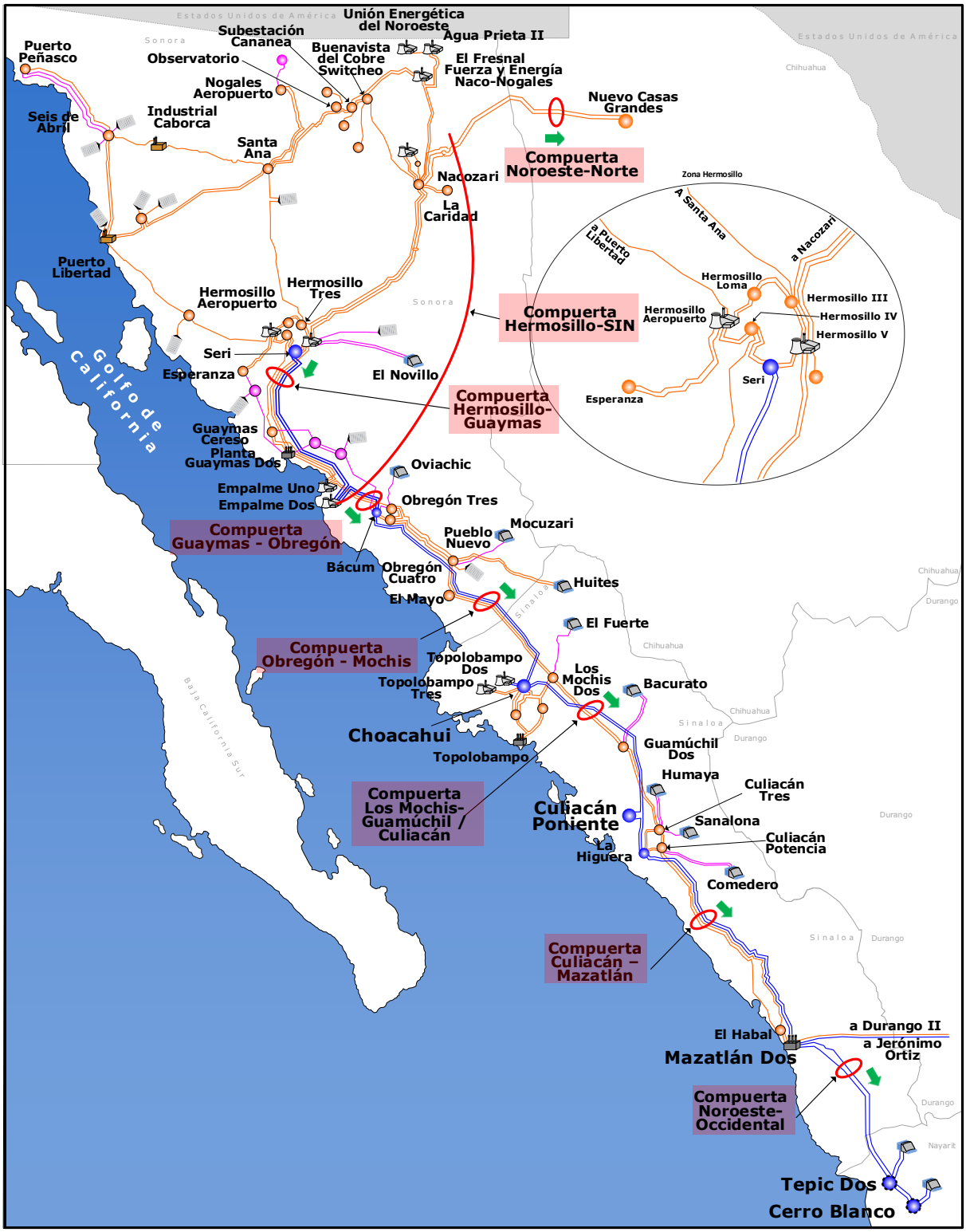
Actualmente, el incremento de la demanda eléctrica es suministrado en forma local con la generación instalada al interior de la GCR Noroeste, ya que desde el invierno de 2019 es una región exportadora de potencia eléctrica. Por tanto, se requiere la infraestructura eléctrica desde la región de Guaymas (Sonora) hasta Cerro Blanco (Nayarit), de forma que sea posible incrementar el límite de transmisión la red eléctrica del Noroeste.

Con la infraestructura en estudio, se mejora la Confiabilidad de la red de la GCR Noroeste, se tendrán beneficios por costos de producción, ya que permiten una mayor flexibilidad para el despacho de las centrales eléctricas con menores costos de operación con base a gas natural y Energía Limpia. Adicionalmente, dado que el proyecto considera dos equipos dinámicos de compensación de potencia reactiva, se logra una mejor regulación en zonas donde existen problemas de estabilidad de voltaje o que son muy sensibles ante la dinámica de la carga o perturbaciones.

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.

Figura 14.1.1. Diagrama geográfico de la GCR Noroeste en 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2024, se requiere incrementar la capacidad transmisión de las compuertas en el ámbito de la GCR Noroeste con equipo de transmisión, transformación y equipo de compensación dinámica que permita eliminar las restricciones y pueda evacuar los excedentes de generación en los diferentes escenarios de carga que se presentan durante al año.

Las alternativas de solución analizadas son las siguientes:

Alternativa 1

Consiste en reforzar la red de transmisión en 400 kV entre las SE Choacahui, Culiacán Poniente, Mazatlán Dos, Tepic Dos y Cerro Blanco. Las obras necesarias son:

Transformación:

- Requiere de cuatro autotransformadores de 150 MVA de capacidad cada uno, para formar un equipo de transformación de 450 MVA de capacidad, considerando una unidad de reserva, con una relación de transformación 400/230 kV que será instalado en la SE Empalme Ciclo Combinado.

Transmisión:

- LT Choacahui – Culiacán Poniente, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 216 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Culiacán Poniente – Mazatlán II, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 268 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Mazatlán II – Tepic II, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 252 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Tepic II – Cerro Blanco, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 46 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.

Compensación:

- Un reactor de línea de 75 MVAr en 400kV con reactor de neutro en la SE Choacahui para la conexión de la nueva LT Choacahui – Culiacán Poniente.
- Un reactor de línea de 75 MVAr en 400kV con reactor de neutro en la SE Culiacán Poniente para la conexión de la nueva LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos. Adicionalmente considera un reactor de reserva de 25 MVAr.
- Un reactor de línea de 75 MVAr en 400kV con reactor de neutro en la SE Mazatlán Dos para la conexión de la nueva LT Mazatlán Dos – Tepic Dos.
- Compensación dinámica con tecnología tipo STATCOM de 300/-300 MVAr de capacidad a instalarse en la SE Seri en la barra de 230 kV.
- Compensación dinámica con tecnología tipo STATCOM de 300/-300 MVAr de capacidad a instalarse en la SE Nuevo Casas Grandes en la barra de 230 kV.

Equipo en subestación:

Adicionalmente, requiere de ocho alimentadores en 400 kV.

Alternativa 2

La segunda alternativa Consiste en reforzar la red de transmisión en 230 kV entre las SE Choacahui, Culiacán Poniente, Mazatlán Dos y Empalme CC y Bácum en 230 kV. Adicionalmente, reforzar en 400 KV entre las Subestaciones Eléctricas Tepic Dos y Cerro Blanco.
Las obras necesarias son:

Transmisión:

- LT Empalme CC - Bácum, aislada y operada en 230 kV, con longitud de 103 km doble circuito, tendido del primer circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Choacahui - Guamúchil, aislada en 400 kV, operada en 230 kV, con longitud de 127 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Guamúchil – La Higuera, aislada en 400 kV, operada en 230 kV, con longitud de 134 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT La Higuera– Mazatlán Dos, aislada en 400 kV, operada en 230 kV, con longitud de 240 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Mazatlán II – Tepic II, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 252 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Tepic II – Cerro Blanco, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 46 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Eliminar el tramo subterráneo de la LT Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines con un tramo de 1 km, doble circuito, un conductor por fase calibre 795 ACSR.

Compensación:

- Un reactor de línea de 75 MVAr en 400kV con reactor de neutro en la SE Mazatlán Dos para la conexión de la nueva LT Mazatlán Dos – Tepic Dos.
- Compensación dinámica con tecnología tipo STATCOM de 200/-200 MVAr de capacidad a instalarse en la SE Guamúchil Dos en la barra de 230 kV.
- Compensación dinámica con tecnología tipo STATCOM de 300/-300 MVAr de capacidad a instalarse en la SE Seri en la barra de 230 kV.
- Compensación dinámica con tecnología tipo STATCOM de 300/-300 MVAr de capacidad a instalarse en la SE Nuevo Casas Grandes en la barra de 230 kV.

Equipo en subestación:

- Requiere de 4 alimentadores en 400 kV y 8 alimentadores en 230 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Las Figuras 14.1.2 y 14.1.3 muestran los diagramas geográficos simplificados de las alternativas 1 y 2 respectivamente.

Figura 14.1.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

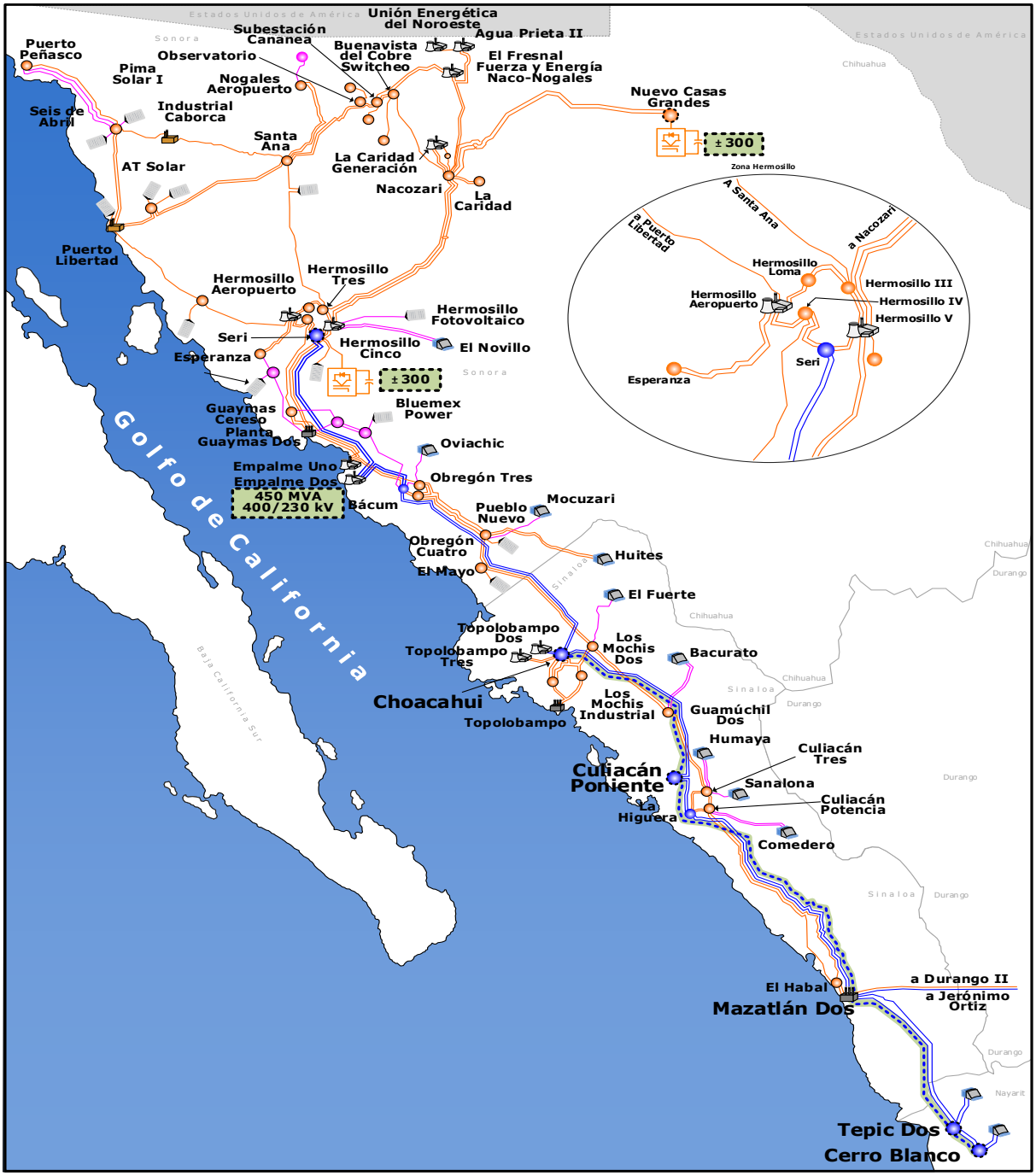
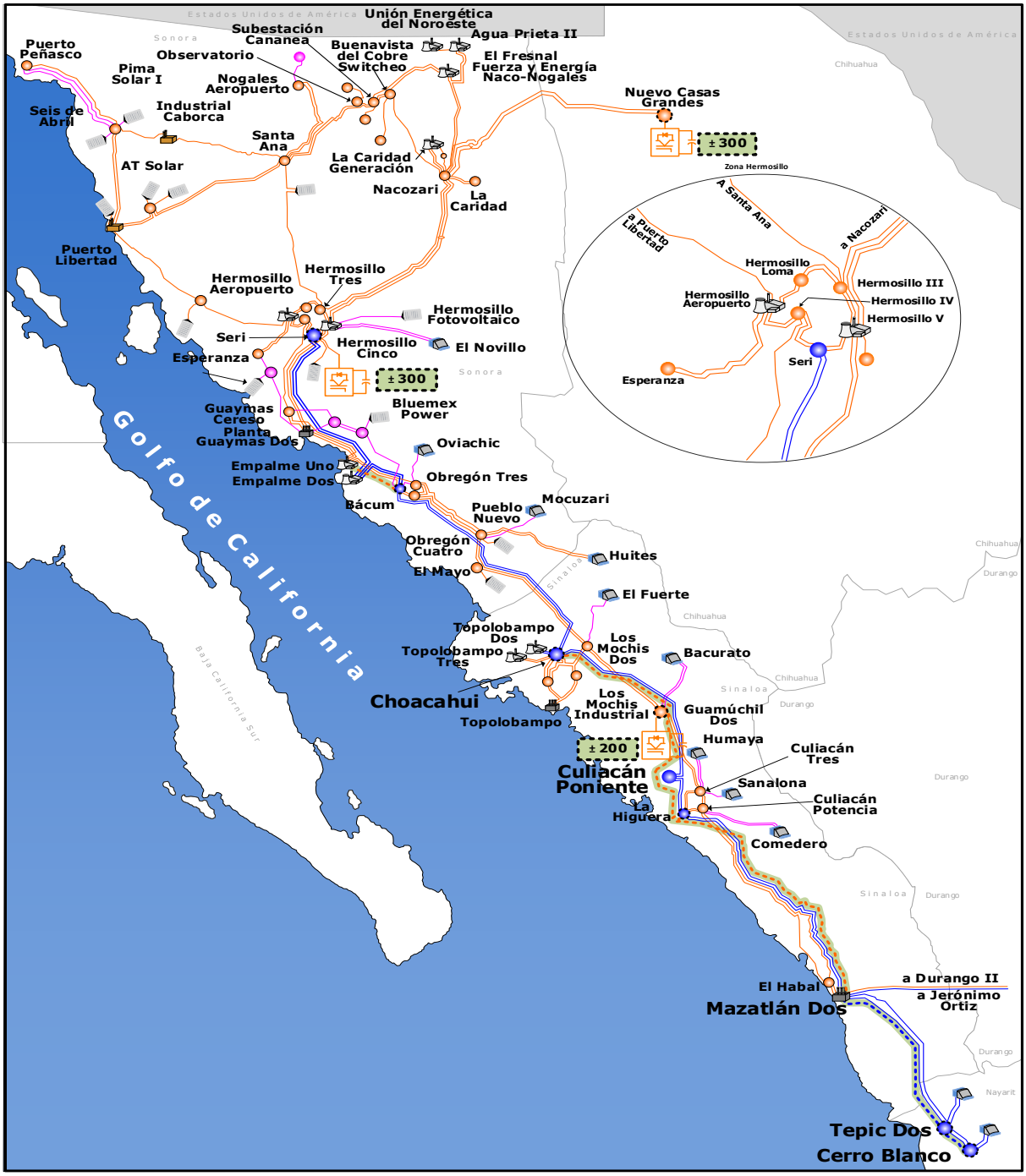


Figura 14.1.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **8,852.828 Millones de pesos** (459.56 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Los Cuadros 14.1.1 a 14.1.4. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 14.1.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-25	abr-25
Total			**600.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 14.1.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Choacahui - Culiacán Poniente /1	400	2	216.0	abr-25	abr-25
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /1	400	2	268.0	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-25	abr-25
Tepic Dos - Cerro Blanco	400	2	46.0	abr-25	abr-25
Total			**782.0**		

1/ Tendido del primer circuito

Cuadro 14.1.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Choacahui MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-25
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-25
Seri STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Total			**1,450.0**		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Cuadro 14.1.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	400	abr-25	abr-25
Culiacán Poniente	Alimentador Ampliación	2	400	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-25	abr-25
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-25	abr-25
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-25	abr-25
Total		**8**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **9,332.072 millones de pesos de 2019** (484.44 millones de dólares considerando una paridad de 19.2636 pesos por dólar).

Los Cuadros 14.1.5 a 14.1.7 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 14.1.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Empalme CC - Bácum /1	230	2	103.0	abr-25	abr-25
Choacahui - Guamúchil /1, 2	400	2	127.0	abr-25	abr-25
Guamúchil - La Higuera /1, 2	400	2	134.0	abr-25	abr-25
La Higuera - Mazatlán Dos /1, 2	400	2	240.0	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-25	abr-25
Tepic Dos - Cerro Blanco /1	400	2	46.0	abr-25	abr-25
Eliminar el tramo subterráneo de la LT Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines	115	2	1.0	abr-25	abr-25
Total			**784.0**		

1/ Tendido del primer circuito

2/ Operación inicial en 230 kV

Cuadro 14.1.6 Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-25
Guamúchil STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-25	abr-25
Seri STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) /300(Cap.)	abr-25	abr-25
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Total			**1425.0**		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Cuadro 14.1.7. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Empalme CC	Alimentador Ampliación	1	230	abr-25	abr-25
Bácum	Alimentador Ampliación	1	230	abr-25	abr-25
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	230	abr-25	abr-25
Guamúchil	Alimentador Ampliación	2	230	abr-25	abr-25
La Higuera	Alimentador Ampliación	2	230	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	230	abr-25	abr-25
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-25	abr-25
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-25	abr-25
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-25	abr-25
Total		**12**			

ANEXO Capítulo IV

INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Anexo Capítulo IV Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2019

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)		230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)		230
Dañu	Jilotepec	93N20	230
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)		400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	93030/93290	230
POZA RICA (45)	CENTRO (40)		400
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
POZA RICA (45)	TULA - PACHUCA (42)		400
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3080	400
PUEBLA (47)	CENTRO (40)		400 / 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (49)	TOLUCA (43)		230
Zapata	Tianguistenco	93040	230
LÁZARO CÁRDENAS (39)	DONATO GUERRA (41)		400
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
DONATO GUERRA (41)	CENTRO (40)		400
Donato Guerra	Nopala	A3620	400
Almoloya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustín Millán II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	ACAPULCO (48)		400[V] / 230 / 115
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400[V]
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400 / 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacan	Texcoco	93120	230

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
Jorobas	El Vidrio	93F20	230
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
TULA - PACHUCA (42)	JILOTEPEC (44)		115
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
CENTRO (40)	TOLUCA (43)		230 / 400
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
JILOTEPEC (44)	DONATO GUERRA (41)		115
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
02-ORIENTAL			
VERACRUZ (46)	POZA RICA (45)		400 / 115
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
El Castillo	Jalapa Dos	73840	115
El Castillo	La Reina	73260	115
GRIJALVA (55)	JUILE (52)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (55)	COATZACOALCOS (53)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (53)	TEMASCAL (51)		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
POZA RICA (45)	PUEBLA (47)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (51)	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
GRIJALVA (55)	TABASCO (54)		400 / 230
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
JUILE (52)	TEMASCAL (51)		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
TEMASCAL (51)	OAXACA (50)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
IXTEPEC (56)	JUILE (52)		400

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (57)	JUILE (52)		230
Juchitán II	Juile	93000	230
MATÍAS ROMERO (58)	JUILE (52)		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
JUCHITAN (57)	MATÍAS ROMERO (58)		230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93010	230
MATÍAS ROMERO (58)	COATZACOALCOS (53)		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
OAXACA (50)	JUCHITAN (57)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
OAXACA (50)	ACAPULCO (48)		115
Pinotepa Nacional	Ometepec/Agua Zarca	73440/73430	115
VERACRUZ (46)	TEMASCAL (51)		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 (49)		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (48)	MORELOS (49)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
	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
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400 / 230
Potrerillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerillos	Las Fresas	A3L40	400

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Silao Potencia	Irapuato II	93410/93G60	230
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
Potrerillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor (antes Silao Industrial)-Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río-Irapuato I/Vymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	QUERÉTARO (38)		230 / 115
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fe	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
NACOZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		400[V]
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400[V]
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400[V]
HERMOSILLO (4)	GUAYMAS (5)		400 / 230 / 115
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
OBREGÓN (6)	LOS MOCHIS (7)		400 / 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (7)	CULIACÁN (8)		400 / 230 / 115
Guamúchil	Culiacán Poniente	73330	115
Guamúchil II	Culiacán III	93710	230
Guamúchil II	Culiacán III	93730	230
Choacahui	La Higuera	A3N30	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N40	400
CULIACÁN (8)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (9)	TEPIC (29)		400
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
SEIS DE ABRIL (1)	CANANEA (2)		230 / 115
Industrial Caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
CANANEA (2)	NACOZARI (3)		230
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
SEIS DE ABRIL (1)	HERMOSILLO (4)		230
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
CANANEA (2)	HERMOSILLO (4)		230 / 115
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
NACOZARI (3)	HERMOSILLO (4)		400[V] / 230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari	Hermosillo V	93D70	400[V]
Nacozari	Hermosillo V	93D90	400[V]
GUAYMAS (5)	OBREGÓN (6)		400 / 230 / 115

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115
05-NORTE			
JUÁREZ (10)	MOCTEZUMA (12)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		400[V] / 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400[V]
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II	Gómez Palacio	93040	230
LAGUNA (17)	DURANGO (16)		400 / 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
DURANGO (16)	AGUASCALIENTES (31)		230
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (16)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
LAGUNA (17)	SALTILLO (23)		400 / 230
Andalucía	Saltillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
RÍO ESCONDIDO (18)	CHIHUAHUA (14)		400
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
NUEVO CASAS GRANDES (11)	MOCTEZUMA (12)		400[V] / 230 / 115
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400[V]
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400[V]
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
CHIHUAHUA (14)	CUAUHTÉMOC (13)		230 / 115
El Encino	Cuauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cuauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cuauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cuauhtémoc	73250	115
División del Norte-General Trías-Man. Santa Rosa	Cuauhtémoc	73770/73350	115
CHIHUAHUA (14)	CAMARGO (15)		230
Ávalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
06-NORESTE			
RÍO ESCONDIDO (18)	NUEVO LAREDO (19)		400 / 230
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
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	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	A3I70/A3120	400
Champayán	Güémez	A3250	400
GÜÉMEZ (28)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas	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
TAMAZUNCHALE (27)	QUERÉTARO (38)		400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	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
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

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (24)		400
Ramos Arizpe Potencia/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
	07-PENINSULAR		
TABASCO (54)	ESCÁRCEGA (60)		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 (60)	LERMA (61)		230 / 115
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Sabancuy	Champotón	73130	115
ESCÁRCEGA (60)	MÉRIDA (62)		400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (60)	CHETUMAL (69)		230 / 230[2/]
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230[2/]
LERMA (61)	MÉRIDA (62)		230 / 115
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
MÉRIDA (62)	VALLADOLID (64)		230 / 115
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
MÉRIDA (62)	CHETUMAL (69)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (62)	DZITNUP (63)		400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
DZITNUP (63)	PLAYA DEL CARMEN (67)		400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q70	400
DZITNUP (63)	PUNTO DE INFLEXIÓN (66)		400
Dzitnup	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
PUNTO DE INFLEXIÓN (66)	PLAYA DEL CARMEN (67)		400
P.I. Leona Vicario	Riviera Maya	A3Q60	400
VALLADOLID (64)	CANCÚN (65)		230 / 115
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115
Tizimín	Canek	73T50/73460	115
Valladolid	Balam	93050	230
Valladolid	Nizuc	93070	230
VALLADOLID (64)	PLAYA DEL CARMEN (67)		115

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
Valladolid	Tulum	73830	115
PLAYA DEL CARMEN (67)	CANCÚN (65)		230 / 115
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Riviera Maya	Nizuc	73R40/73ET0/73ET0	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
PLAYA DEL CARMEN (67)	COZUMEL (68)		34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
08-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (71)	MEXICALI (73)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (71)	ENSENADA (72)		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 (EUA)	TIJUANA (71)		230
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230
MEXICALI (73)	SAN LUIS RÍO COLORADO (74)		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	93310	230
09-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (75)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (77)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (76)	LAS PILAS (78)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (78)	OLAS ALTAS (79)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (78)	LA PAZ (80)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
LA PAZ (80)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (79)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (79)	COROMUEL (82)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230

Región de Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)
PUNTA PRIETA II (81)	EL TRIUNFO (83)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (83)	SANTIAGO (84)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (84)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
Santiago	San José del Cabo	73140	115
OLAS ALTAS (79)	EL PALMAR (86)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (86)	CENTRAL LOS CABOS (87)		230
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (86)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (86)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		115
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (87)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		115
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115
OLAS ALTAS (79)	LA PAZ (80)		115
Olas Altas	La Paz	73170	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 (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios al 31 de diciembre de 2020

Tecnología	CFE [5/]	CFE-PIE [5/]	PRIVADO [6/]	PEMEX	Total [1/]
Hidroeléctrica	12,125		486		12,612
Geotermoeléctrica	926		25		951
Eoloeléctrica	86	613	5,806		6,504
Fotovoltaica	6		5,143		5,149
Bioenergía [2/]			378		378
Suma limpia renovable	13,143	613	11,838	0	25,594
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente [7/]			1,937	367	2,305
Frenos Regenerativos					0
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,937	367	3,913
Total energía limpia	**14,751**	**613**	**13,776**	**367**	**29,506**
%	**34.06**	**3.85**	**59.91**	**39.90**	**35.50**
Ciclo combinado	9,686	15,285	6,976		31,948
Térmica convencional [3/]	10,448		939	422	11,809
Turbogás [4/]	2,605		809	131	3,545
Combustión interna	355		495		850
Carboeléctrica	5,463				5,463
Total	**43,308**	**15,898**	**22,994**	**921**	**83,121**

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, enero a 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 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 información CRE 20-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, CFE y registro MEM.

Anexo 4.2a. 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 [v]	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
Morelos											0
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

Anexo 4.2b. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIEs al 31 de diciembre 2020

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total 1/
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	1,611		1,611
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	**15,670**	**613**	**16,283**

1/ Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

Anexo 4.2c. 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

Anexo 4.2d. 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	275	2			277
Chihuahua	21	126	25		171
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	282	7	372
Durango	120	3			123
Estado de México		12	3	99	113
Guanajuato	351	6		5	363
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,778	200		624	3,602
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	591	7	12		609
Tabasco				13	13
Tamaulipas	490	23	37	11	560
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	10	2	16	383
Yucatán		1			1
Total	**6,591**	**495**	**939**	**809**	**8,834**

1/ incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.2e. 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**

Anexo 4.2f. 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**

Anexo 4.2g. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los Permisionarios al 31 de diciembre 2020

Estado	Bioenergía 1/	Cogeneración Eficiente 2/	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		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 y Turbogás

Anexo 4.3. Evolución de la capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2020 1/

Tecnología	2017 2/	2018	2019	2020 3/
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612
Geotermoeléctrica	899	899	899	951
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149
Bioenergía 4/	374	375	375	378
Suma limpia renovable	17,954	20,629	23,582	25,594
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	1,322	1,709	1,710	2,305
Suma limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,913
Total energía limpia	**20,883**	**23,946**	**26,900**	**29,506**
%	**30.69**	**32.82**	**34.29**	**35.50**
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948
Térmica convencional 6/	12,665	12,315	11,831	11,809
Turbogás 7/	2,960	2,960	2,960	3,545
Combustión interna	739	880	891	850
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
Total	**68,050**	**72,958**	**78,447**	**83,121**

1/ Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2020.
2/ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
3/ Capacidad instalada al 31 de diciembre de 2020.
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 información CRE 20-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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html, CFE y registro MEM.

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	Geo-térmica	Hidro-eléctrica	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		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		1116	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**	**11,283**	**2,637**	**42,220**

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

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**

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

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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
Total	**4,553**	**380**	**961**	**192**	**6,086**

1/ incluye Lecho Fluidizado

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**

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**

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

Anexo 4.3h. 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	3,603
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**	**10,933**	**2,637**	**43,493**

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

Anexo 4.3i. 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**

Anexo 4.3j. 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

Anexo 4.3k. 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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Total	**4,984**	**521**	**961**	**192**	**6,658**

1/ incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.3l. 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**

Anexo 4.3m. 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**

Anexo 4.3n. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios 2018

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		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

Anexo 4.3o. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE 2019

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica 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		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

Anexo 4.3p. 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**

Anexo 4.3p. 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

Anexo 4.3q. 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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Total	**6,236**	**532**	**961**	**192**	**7,921**

1/ incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.3r. 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**

Anexo 4.3s. 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**

Anexo 4.3t. 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

Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2020

N°	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (C.C. Petacalco)	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos (C.T.C. Tula)	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
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 Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
14	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado

N°	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
15	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
17	Central Ternoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
18	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	Del Nayar	Hidroeléctrica
19	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
20	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
21	Central Ternoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
22	Central Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
23	Central Ternoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
24	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
25	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
26	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
27	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
28	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
29	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
30	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
31	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
32	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
33	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
34	Central Termoléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
35	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
36	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
37	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
38	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
39	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Juárez	Termoeléctrica convencional
40	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
41	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
42	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
43	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
44	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
45	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
46	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
47	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
48	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
49	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
50	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
51	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado

N°	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
52	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
53	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
54	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
55	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
56	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
57	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
58	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
59	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Tijuana	Turbogás
60	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
61	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
62	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
63	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

Fuente: CFE, CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y CFE

Anexo 4.5. Principales Centrales Eléctricas del sector privado, al 31 de diciembre de 2020

N°	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología [1/]
1	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
2	Generadora Fénix, S. A. P. I. de C. V., Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
3	EVM Energía del Valle de México, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
4	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
5	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/Cogeneración Eficiente
6	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COGEF
7	Eurus, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
8	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	EGP Magdalena Solar, S. de R. L. de C. V. (Central La Magdalena II)	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
10	Braskem Idesa, S. A. P. I.	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río	Ciclo Combinado/COG
11	Eoliatec del Istmo, S. A. P. I. de C. V. (Istmo I y II)	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
12	Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Santo Domingo Ingenio	Eólica
13	Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V. (Central Tuxpan III y IV)	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
14	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
15	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado

N°	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología 1/
16	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
17	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
18	Cúbico Alten Aguascalientes Uno, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
19	Tuli Energía, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Zacatecas	Mazapil	FV-Solar
20	Cúbico Alten Aguascalientes Dos, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
21	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V. (Central El Sáuz - Bajio)	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
22	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
23	Kenergreen, S. A. P. I. de C. V. (Central Navojoa Solar)	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
24	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
25	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
26	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
27	Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
28	Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
29	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
30	Fisterra Energy Santa María 1, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
31	Emerging America Inmobiliaria, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Aquiles Serdán	Combustión Interna
32	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
33	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
34	Energía Buenavista, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
35	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
36	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
37	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COG
38	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
39	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V. Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
40	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
41	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo combinado
42	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
43	Altos Hornos de México, S. A. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
44	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
45	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
46	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica

N°	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología 1/
47	Eólica de Coahuila, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	General Cepeda	Eólica
48	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
49	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín, S. A. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
50	Eólica del Golfo 1, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
51	Energía Azteca X, S. de R. L. de C. V. (Central Mexicali)	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
52	Servicios Comerciales de Energía	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	FV-Solar

1/ COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente
Fuente: CFE, CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y registro MEM.

Anexo 4.6. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017-2020 por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador Eficiente

Tecnología/fuente de energía	2017 1/	2018 1/	2019 1/	2020
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,816
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,573
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,696
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,515
Bioenergía	585	600	669	601
Suma limpia renovable	48,800	52,511	54,453	65,200
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864
Cogeneración Eficiente 1/	5,840	6,636	9,237	10,857
Suma limpia no renovable	16,412	19,837	20,118	21,722
Total energía limpia	**65,212**	**72,347**	**74,570**	**86,921**
%	**21.53**	**23.29**	**23.46**	**27.84**
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,914
Térmica convencional 2/	42,884	39,345	38,020	22,349
Turbogás	6,580	7,815	9,090	7,140
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525
Total	**302,880**	**310,685**	**317,820**	**312,267**

1/ Se considera el 100% de la generación de las centrales eléctricas de cogeneración eficiente como energía limpia. Además, se agregó la generación limpia de las centrales eléctricas que tienen un Certificado de Energía Limpia.
2/ Incluye Lecho fluidizado
Información: https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx

Anexo 4.7. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017-2020 por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador Eficiente

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,816
Geotérmoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,573
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,696
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,515
Bioenergía	585	600	669	601
Suma limpia renovable	48,800	52,511	54,453	65,200
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864
Cogeneración Eficiente 1/	2,054	2,310	3,259	3,978
Suma limpia no renovable	12,626	15,510	14,140	14,843
Total energía limpia	**61,426**	**68,021**	**68,592**	**80,042**
%	**20.28**	**21.89**	**21.58**	**25.63**
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,660
Térmica convencional 2/	42,884	39,345	38,020	22,349
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,850
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525
Total	**302,880**	**310,685**	**317,820**	**312,267**

1/ Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 21-enero-2021. Además, incluye la energía limpia de las centrales con certificado de energía limpia (CEL).
2/ Incluye Lecho fluidizado
Información: https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx

Anexo 4.8. Sustituciones de Centrales Eléctricas

Nombre real	Año	Adiciones o sustituciones	Contrato o unidad	Tipo	MW	Mes	Gerencia de control	Región de transmisión
Baja California Sur I UME-1	2020	Sustitución	GEN CFE	TG	25	nov	BCS	51-La Paz
Central Termoeléctrica Punta Prieta I	2020	Sustitución	GEN CFE	TG	18	nov	BCS	51-La Paz
Valle de México U1	2020	Sustitución	GEN CFE	TC	150	may	CEL	31-Central
Valle de México U2	2020	Sustitución	GEN CFE	TC	150	may	CEL	31-Central
Subtotal de sustituciones correspondientes al 2020					343			
Central Termoeléctrica Punta Prieta II	2023	Sustitución	GEN CFE	TC	113	mar	BCS	51-La Paz
Subtotal de sustituciones correspondientes al 2023					113			
Central Termoeléctrica Mérida II, U1	2024	Sustitución	GEN CFE	TC	84	jun	PEN	42-Mérida
Central Termoeléctrica Mérida II, U2	2024	Sustitución	GEN CFE	TC	84	jun	PEN	42-Mérida
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U1	2024	Sustitución	GEN CFE	TC	350	abr	ORI	32-Poza Rica
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U2	2024	Sustitución	GEN CFE	TC	350	abr	ORI	32-Poza Rica
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U5	2024	Sustitución	GEN CFE	TC	350	abr	ORI	32-Poza Rica
Subtotal de sustituciones correspondientes al 2024					1,218			
Salamanca U3	2029	Sustitución	GEN CFE	TC	300	mar	OCC	26-Salamanca
Salamanca U4	2029	Sustitución	GEN CFE	TC	250	mar	OCC	26-Salamanca
Subtotal de sustituciones correspondientes al 2029					550			
TOTAL DE SUSTITUCIONES					2,224			

Anexo 4.9. Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV 2016-2034

Año	Base	Mayor crecimiento
2016	244	244
2017	453	453
2018	688	688
2019	1,023	1,023
2020	1,312	1,484
2021	1,650	2,023
2022	2,030	2,630
2023	2,453	3,306
2024	2,915	4,044
2025	3,419	4,850
2026	3,970	5,729
2027	4,554	6,664
2028	5,158	7,628
2029	5,762	8,594
2030	6,343	9,522
2031	6,889	10,396
2032	7,370	11,173
2033	7,791	11,860
2034	8,137	12,447

Anexo 4.10. Producción de energía eléctrica GWh estimada por la GD-FV de 2020 a 2034

Año	Base	Acelerado
2020	534	322
2021	1,162	696
2022	1,868	1,119
2023	2,655	1,589
2024	3,517	2,103
2025	4,455	2,665
2026	5,481	3,278
2027	6,570	3,929
2028	7,698	4,603
2029	8,826	5,278
2030	9,912	5,927
2031	10,937	6,539
2032	11,864	7,093
2033	12,700	7,592
2034	13,458	8,042

Anexo 4.11. Evolución de la capacidad instalada (MW) PIIRCE 2020-2034

Tecnología	2019	Ene-Oct 2020	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ciclo combinado	30,402	35,030	35,030	36,030	36,530	37,213	40,696	40,696	41,684	41,684	41,684	42,559	42,559	42,990	44,477	45,500	48,040
Térmica convencional	11,831	11,831	11,531	11,531	11,531	11,531	10,313	10,313	10,313	10,313	10,313	9,763	9,763	9,763	9,763	9,763	9,763
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
Turbogás	2,960	3,793	3,869	4,056	4,056	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
Combustión interna	891	949	963	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972
Fotovoltaica	3,646	6,065	8,049	9,649	10,879	11,029	11,029	13,809	15,249	16,764	17,738	17,738	17,822	17,822	19,608	21,144	22,767
Hidroeléctrica	12,612	12,614	12,630	12,630	12,668	12,706	12,826	13,228	13,521	13,746	14,137	14,444	14,444	14,444	14,444	14,444	14,444
Eoloeléctrica	6,050	7,076	7,673	9,088	9,474	9,474	9,550	11,976	12,849	12,973	13,273	13,573	13,873	14,173	14,274	15,107	15,852
Cogeneración Eficiente	1,710	2,106	2,109	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121	2,471	2,934	3,459	3,459	3,459
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	2,208	2,508	3,108	3,108	3,158	3,158
Geotermoeléctrica	899	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951	951
Bioenergía	375	408	414	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417
Baterías-FV	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Energía Cinética	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
GD-FV	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023

Anexo 4.12. Adiciones de capacidad por tecnología de nov 2020 a dic 2024

Tecnología	Cap. Inst. 2020-2024 MW
Ciclo Combinado	5,666
Combustión Interna	23
Turbogás	288
Cogeneración Eficiente	15
Bioenergía	10
FV-Solar	4,964
Eólica	2,474
Hidroeléctrica	212
Banco de Baterías	20
GD-FV	3,021
Energía Cinética	5

Anexo 4.13. Evolución de la producción de energía PIIRCE 2020-2034 (TWh)

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ciclo combinado	184	182	188	200	213	208	211	219	223	226	231	232	236	243	247
Térmica convencional	13	13	10	9	9	8	7	6	6	4	5	4	4	4	3
Carboeléctrica	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Turbogás	4	7	8	7	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7
Combustión interna	3	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Fotovoltaica/1	19	24	28	28	28	35	39	43	46	46	46	46	50	55	59
Hidroeléctrica	31	31	31	31	31	33	34	35	36	38	38	38	38	38	38
Eoloeléctrica	20	27	29	29	29	36	39	39	41	42	43	44	45	48	50
Cogeneración	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	16	19	23	23	27
Nucleoeléctrica	11	11	11	11	11	11	11	8	9	15	16	23	23	23	23
Geotermoeléctrica	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Bioenergía	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GD-Fotovoltaica	1	2	3	4	6	7	9	10	12	14	16	17	19	20	21

Anexo 4.14. Adiciones de capacidad por tecnología de 2025 a 2034

Tecnología	Cap. Inst. 2025-2034 MW
Ciclo Combinado	6,844
Cogeneración Eficiente	1,338
CC hidrógeno verde	500
Eólica	6,302
FV-Solar	11,738
Hidroeléctrica	1,617
Nucleoeléctrica	1,550
GD-FV	8,403

Anexo 4.15a. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto

Combustible	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Combustóleo	43	38	40	53	58	53	54	54	54	54	54	54	54	54	55
Diésel	128	135	140	149	152	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Carbón	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6
Gas Natural	3	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Anexo 4.15b. Evolución de precios de combustibles para los escenarios medio

Combustible	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Combustóleo	30	27	28	37	40	37	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Diésel	108	113	118	126	128	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Carbón	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Gas Natural	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Anexo 4.15c. Evolución de precios de combustibles para los escenarios bajo

Combustible	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Combustóleo	25	22	23	31	34	31	31	31	32	32	32	32	32	32	32
Diésel	93	98	102	108	110	108	108	108	108	108	108	108	107	107	107
Carbón	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Gas Natural	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Anexo 4.16. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034, Escenario de Planeación, GD-FV caso base

2029	2029	2029	2034	2034	2034
DHI S/GD	Con GD	SIN GD	DHI S/GD	Con GD	SIN GD
54,173	54,173	0	62,663	62,663	0
51,993	51,993	0	60,439	60,439	0
50,506	50,506	0	58,529	58,529	0
49,213	49,213	0	57,274	57,274	0
48,624	48,624	0	56,410	56,410	0
48,399	48,392	7	56,320	56,309	11
49,036	48,774	262	57,247	56,856	391
49,826	48,277	1,550	58,840	56,512	2,328
51,861	49,176	2,686	60,836	56,779	4,057
54,167	50,944	3,224	62,905	58,036	4,868
55,810	52,302	3,508	64,813	59,520	5,293
56,893	53,305	3,588	66,390	60,974	5,416
57,863	54,305	3,557	67,647	62,271	5,376
58,856	55,472	3,384	68,354	63,229	5,125
59,613	56,454	3,158	69,320	64,525	4,796
60,676	57,926	2,750	70,212	66,009	4,203
61,753	59,366	2,386	70,303	66,636	3,667
60,367	58,459	1,908	69,900	66,943	2,957
58,451	57,391	1,059	67,533	65,839	1,695
56,969	56,752	218	65,015	64,643	372
57,178	57,172	5	66,949	66,939	9
58,551	58,551	0	68,644	68,644	0
58,660	58,660	0	68,719	68,719	0
57,498	57,498	0	67,140	67,140	0
61,753	59,366	3,588	70,303	68,719	5,416

Anexo 4.17. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Diurno															
GCR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BC	5.4	1.4	12.7	9.8	25.8	31.9	31.5	32.7	30.2	27.2	24.4	18.8	17.3	17.1	16.6
BCS	44.1	61.1	53.3	51.6	86.3	78.8	73.2	67.4	62.2	56.6	50.4	45.4	39.9	40.6	41.1
CEL	50.0	47.8	48.1	43.2	49.5	48.9	53.8	53.4	53.9	51.9	50.9	49.4	49.0	47.9	47.1
NES	53.5	67.1	57.1	55.1	54.2	58.0	58.5	55.8	48.4	47.7	45.5	43.1	42.6	43.0	43.2
NOR	65.2	57.9	57.1	45.1	51.6	42.9	46.9	48.5	49.0	47.8	44.5	43.2	42.7	46.1	60.7
NTE	45.6	49.4	45.6	39.8	41.3	46.2	45.8	46.5	43.2	41.4	40.5	38.4	38.1	37.4	37.4
OCC	40.9	33.0	32.3	33.5	30.6	31.9	35.0	34.0	36.8	33.5	31.2	28.1	28.6	30.5	31.5
ORI	56.3	61.9	65.4	64.6	66.9	64.9	58.9	52.1	51.1	45.3	45.8	49.6	46.1	47.8	47.7
PEN	33.1	39.0	34.8	27.2	46.1	46.1	45.1	50.4	41.6	43.9	37.4	36.6	42.3	33.8	30.7
SIN	50.1	51.5	49.2	45.8	48.2	48.4	49.4	48.0	46.3	44.1	42.2	40.9	40.5	40.9	42.4
SIN+BC						47.4	48.3	47.1	45.3	43.0	41.1	39.5	39.1	39.4	40.8
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BC	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BC	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

Anexo 4.18. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima nocturna

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Nocturno															
GCR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BC	4.9	0.9	12.3	9.4	25.5	29.4	29.0	27.8	26.5	22.3	17.3	17.1	16.7	16.3	15.4
BCS	40.4	58.5	50.8	49.6	86.5	79.3	73.6	67.8	62.5	56.9	50.7	45.7	40.2	41.1	41.8
CEL	51.4	45.6	42.7	32.3	34.8	32.2	35.9	44.2	37.8	36.7	20.9	13.6	12.1	12.3	12.1
NES	47.9	56.5	52.7	47.5	47.2	46.2	48.1	41.5	36.9	36.7	37.8	37.4	28.4	23.9	21.9
NOR	39.1	28.6	25.4	23.5	21.9	21.7	24.9	18.0	18.2	18.4	18.2	17.9	16.4	19.2	22.0
NTE	27.0	33.3	26.9	23.8	23.3	22.8	18.8	17.4	14.4	13.4	13.3	13.2	13.2	12.4	12.4
OCC	36.6	31.0	28.4	24.9	22.5	21.1	20.7	21.7	21.2	15.5	15.3	14.9	15.4	14.9	14.2
ORI	38.6	45.8	39.7	44.1	43.1	43.1	36.4	24.2	24.4	24.6	25.1	27.1	26.2	25.0	25.1
PEN	28.0	20.1	14.3	13.2	42.7	40.9	37.3	35.3	30.4	24.7	23.8	16.8	20.5	15.8	22.3
SIN	40.7	40.6	36.5	33.2	34.1	33.0	32.6	29.6	27.0	25.3	23.0	21.7	19.6	18.3	18.4
SIN+BC						32.8	32.3	29.5	27.0	25.1	22.7	21.4	19.4	18.2	18.2
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BC	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BC	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

Anexo 4.19. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica 2030-2050 del SEN

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2030	425	425	431
2031	439	439	445
2032	452	452	459
2033	467	467	474
2034	482	482	490
2035	508	513	519
2036	527	534	542
2037	547	557	566
2038	568	579	592
2039	589	603	618
2040	612	628	646
2041	634	652	674
2042	655	676	702
2043	677	701	730
2044	700	727	759
2045	722	752	787
2046	747	779	818
2047	772	806	850
2048	797	833	882
2049	823	861	915
2050	849.7	890	948

Anexo 4.20. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica con Energía Limpia 2030-2050 del SEN

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2030	163	163	169
2031	173	173	180
2032	181	181	188
2033	189	189	196
2034	198	198	206
2035	232	232	240
2036	259	260	267
2037	289	289	297
2038	317	317	326
2039	343	342	351
2040	396	397	407
2041	420	420	430
2042	441	441	454
2043	461	463	476
2044	486	488	502
2045	508	510	526
2046	532	535	551
2047	555	561	576
2048	578	584	602
2049	600	608	627
2050	626.5	636	659

Anexo 4.21. Evolución estimada de emisiones de CO_2 2030-2050 del SEN

	Emisiones de CO_2 (%)			Emisiones con Base a la Generación Bruta y al COPAR 2019 (millones de toneladas CO_2)					
Periodo	EC1 Emisiones de CO_2	EC2 Emisiones de CO_2	EC3 Emisiones de CO_2	EC1 Emitidas	EC1 Evitadas	EC2 Emitidas	EC2 Evitadas	EC3 Emitidas	EC3 Evitadas
2030	62.4%	62.4%	61.6%	96	58	96	58	96	60
2031	61.0%	61.0%	60.1%	96	61	96	61	96	64
2032	60.2%	60.2%	59.3%	97	64	97	64	97	66
2033	59.6%	59.6%	58.7%	99	67	99	67	99	69
2034	58.7%	58.7%	57.7%	99	70	99	70	99	73
2035	54.8%	55.7%	54.5%	99	82	103	82	102	85
2036	52.1%	53.5%	52.9%	100	92	106	92	106	94
2037	49.6%	51.8%	51.2%	101	102	110	102	110	105
2038	47.3%	50.1%	49.6%	100	112	112	112	113	115
2039	45.3%	49.0%	48.7%	100	121	116	121	117	124
2040	42.1%	45.9%	45.7%	102	140	119	140	121	144
2041	41.0%	45.1%	45.2%	103	148	122	148	125	152
2042	40.2%	44.6%	44.7%	105	156	125	156	130	161
2043	39.6%	43.9%	44.3%	107	163	128	164	134	168
2044	38.6%	43.4%	43.7%	108	172	132	173	138	177
2045	37.9%	42.8%	43.3%	109	180	135	180	142	186
2046	37.3%	42.4%	43.1%	112	188	139	189	147	195
2047	36.8%	41.9%	42.9%	114	196	143	198	153	204
2048	36.4%	41.7%	42.7%	117	204	148	207	159	213
2049	36.3%	41.5%	42.7%	121	212	153	215	165	222
2050	35.5%	41.0%	42.2%	122	222	157	225	170	233

Anexo 4.22. Porcentaje de metas de Energía Limpia 2030 a 2050

Periodo	Metas (%)	EC 1	EC2	EC3
2030	39%	38%	38%	39%
2031	39%	39%	39%	40%
2032	40%	40%	40%	41%
2033	40%	40%	40%	41%
2034	41%	41%	41%	42%
2035	41%	46%	45%	46%
2036	42%	49%	49%	49%
2037	43%	53%	52%	52%
2038	43%	56%	55%	55%
2039	44%	58%	57%	57%
2040	44%	65%	63%	63%
2041	45%	66%	64%	64%
2042	45%	67%	65%	65%
2043	46%	68%	66%	65%
2044	47%	69%	67%	66%
2045	47%	70%	68%	67%
2046	48%	71%	69%	67%
2047	48%	72%	70%	68%
2048	49%	73%	70%	68%
2049	49%	73%	71%	69%
2050	50%	74%	72%	69%

Anexo 4.23. Capacidad neta instalada por tipo de tecnología para el Escenario 1

Tecnología	2030	2050
Ciclo Combinado	41,059	56,289
Carboeléctrica	4,981	4,981
Combustión Interna	893	905
Térmica Convencional	8,568	8,568
Turbogás	3,237	3,405
Cogeneración	2,797	4,869
Geotermia	851	1,351
Eólica	13,830	40,590
Fotovoltaica	17,814	57,156
Hidro Eléctrica	14,235	17,751
Nuclear	2,459	12,009
Bio energía	214	1,120
Ciclo Combinado H_2		18,656
Batería		5,424
Concentración Solar		5,900
GD-FV	6,343	12,227
Total	**117,281**	**251,202**

Anexo 4.24. Capacidad neta instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 1

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermía	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	41,059	4,981	893	8,568	3,237	2,797	851	13,830	17,814	14,235	2,459	214				6,343	117,281
2031	41,480	4,981	893	8,568	3,237	3,260	851	14,130	17,814	14,235	3,059	214				6,889	119,611
2032	42,916	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	14,231	19,600	14,235	3,059	214				7,370	123,940
2033	43,905	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	15,064	21,136	14,235	3,109	214				7,791	127,769
2034	45,372	4,981	893	8,568	3,237	4,285	851	15,809	22,759	14,235	3,109	214	500			8,137	132,951
2035	44,282	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	17,369	25,019	14,544	3,609	441	2,064	339	500	8,499	140,254
2036	44,957	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	18,929	27,279	14,544	4,109	441	2,877	678	1,000	8,841	147,244
2037	44,789	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	20,489	29,539	14,544	4,609	441	4,450	1,017	1,900	9,170	154,536
2038	45,993	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	22,049	31,799	14,694	5,159	441	5,155	1,356	2,600	9,501	162,336
2039	45,430	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	23,609	34,059	15,471	5,659	441	6,198	1,695	3,500	9,827	169,477
2040	42,450	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	25,119	36,219	15,471	6,209	667	10,711	2,034	3,600	10,141	176,485
2041	43,672	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	26,677	38,376	15,926	6,709	667	10,951	2,373	3,800	10,416	183,431
2042	45,117	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	28,210	40,456	15,926	7,259	667	11,429	2,712	4,000	10,649	190,289
2043	46,057	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	29,770	42,556	16,344	7,759	667	12,317	3,051	4,200	10,886	197,469
2044	47,432	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	31,280	44,636	16,344	8,309	667	13,211	3,390	4,300	11,085	204,517
2045	48,609	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	32,840	46,736	16,762	8,809	894	13,886	3,729	4,500	11,303	211,996
2046	50,009	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	34,400	48,816	16,762	9,359	894	14,807	4,068	4,700	11,505	219,249
2047	51,424	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	35,910	50,896	17,333	9,909	894	15,741	4,407	4,900	11,698	227,084
2048	53,316	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	37,470	52,976	17,333	10,459	894	16,650	4,746	5,100	11,887	234,802
2049	55,205	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	39,030	55,056	17,333	11,009	894	17,572	5,085	5,300	12,065	242,520
2050	56,289	4,981	905	8,568	3,405	4,869	1,351	40,590	57,156	17,751	12,009	1,120	18,656	5,424	5,900	12,227	251,202

Anexo 4.25. Capacidad neta instalada por tipo de tecnología para el Escenario 2

Tecnología	2050
Ciclo Combinado	63,115
Carboeléctrica	4,981
Combustión Interna	905
Térmica Convencional	8,568
Turbogás	3,405
Cogeneración	4,869
Geotermia	1,351
Eólica	40,765
Fotovoltaica	57,216
Hidro Eléctrica	17,751
Nuclear	12,009
Bio energía	1,120
Ciclo Combinado H_2	18,656
Batería	5,424
Concentración Solar	5,900
GD-FV	12,227
Total	**258,263**

Anexo 4.26. Capacidad neta instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 2

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermía	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	41,059	4,981	893	8,568	3,237	2,797	851	13,830	17,814	14,235	2,459	214				6,343	117,281
2031	41,480	4,981	893	8,568	3,237	3,260	851	14,130	17,814	14,235	3,059	214				6,889	119,611
2032	42,916	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	14,231	19,600	14,235	3,059	214				7,370	123,940
2033	43,905	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	15,064	21,136	14,235	3,109	214				7,791	127,769
2034	45,372	4,981	893	8,568	3,237	4,285	851	15,809	22,759	14,235	3,109	214	500			8,137	132,951
2035	45,084	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	17,369	25,019	14,544	3,609	441	2,064	339	500	8,499	141,056
2036	45,758	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	18,929	27,279	14,544	4,109	441	2,877	678	1,000	8,841	148,045
2037	45,957	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	20,489	29,539	14,544	4,609	441	4,450	1,017	1,900	9,170	155,704
2038	47,162	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	22,049	31,799	14,694	5,159	441	5,155	1,356	2,600	9,501	163,504
2039	47,560	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	23,609	34,059	15,471	5,659	441	6,198	1,695	3,500	9,827	171,607
2040	44,947	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	25,165	36,219	15,471	6,209	667	10,711	2,034	3,600	10,141	179,027
2041	46,520	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	26,725	38,379	15,926	6,709	667	10,951	2,373	3,800	10,416	186,330
2042	48,926	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	28,285	40,484	15,926	7,259	667	11,429	2,712	4,000	10,649	194,201
2043	50,186	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	29,845	42,584	16,344	7,759	667	12,317	3,051	4,200	10,886	201,702
2044	51,911	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	31,405	44,666	16,344	8,309	667	13,211	3,390	4,300	11,085	209,152
2045	53,935	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	32,965	46,776	16,762	8,809	894	13,886	3,729	4,500	11,303	217,488
2046	55,691	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	34,525	48,856	16,762	9,359	894	14,807	4,068	4,700	11,505	225,096
2047	57,457	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	36,085	50,936	17,333	9,909	894	15,741	4,407	4,900	11,698	233,332
2048	59,348	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	37,645	53,016	17,333	10,459	894	16,650	4,746	5,100	11,887	241,050
2049	62,030	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	39,205	55,096	17,333	11,009	894	17,572	5,085	5,300	12,065	249,561
2050	63,115	4,981	905	8,568	3,405	4,869	1,351	40,765	57,216	17,751	12,009	1,120	18,656	5,424	5,900	12,227	258,263

Anexo 4.27. Capacidad neta instalada por tipo de tecnología para el Escenario 3

Tecnología	2030	2050
Ciclo Combinado	41,059	73,881
Carboeléctrica	4,981	4,981
Combustión Interna	893	905
Térmica Convencional	8,568	8,568
Turbogás	3,237	3,405
Cogeneración	2,797	4,869
Geotermia	851	1,351
Eólica	13,830	40,769
Fotovoltaica	17,814	57,132
Hidro Eléctrica	14,235	17,751
Nuclear	2,459	12,259
Bio energía	214	1,120
Ciclo Combinado H_2		18,656
Batería		5,424
Concentración Solar		5,900
GD-FV	9,522	19,567
Total	**120,460**	**276,539**

Anexo 4.28. Capacidad neta instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 3

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermia	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	41,059	4,981	893	8,568	3,237	2,797	851	13,830	17,814	14,235	2,459	214				9,522	120,460
2031	41,480	4,981	893	8,568	3,237	3,260	851	14,130	17,814	14,235	3,059	214				10,396	123,119
2032	42,916	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	14,231	19,600	14,235	3,059	214				11,173	127,743
2033	43,905	4,981	893	8,568	3,237	3,785	851	15,064	21,136	14,235	3,109	214				11,860	131,838
2034	45,372	4,981	893	8,568	3,237	4,285	851	15,809	22,759	14,235	3,109	214	500			12,447	137,260
2035	46,039	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	17,369	25,019	14,544	3,609	441	2,064	339	500	13,028	146,540
2036	47,080	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	18,929	27,279	14,544	4,109	441	2,877	678	1,000	13,577	154,103
2037	47,874	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	20,489	29,539	14,544	4,609	441	4,450	1,017	1,900	14,108	162,559
2038	50,040	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	22,049	31,788	14,694	5,209	441	5,155	1,356	2,600	14,647	171,567
2039	50,438	4,981	896	8,568	3,237	4,806	1,101	23,609	34,048	15,471	5,709	441	6,198	1,695	3,500	15,185	179,883
2040	48,423	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	25,169	36,198	15,471	6,259	667	10,711	2,034	3,600	15,720	188,115
2041	50,604	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	26,729	38,328	15,926	6,759	667	10,951	2,373	3,800	16,231	196,232
2042	53,285	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	28,289	40,417	15,926	7,359	667	11,429	2,712	4,000	16,726	204,674
2043	55,186	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	29,849	42,537	16,344	7,859	667	12,317	3,051	4,200	17,239	213,113
2044	57,721	4,981	899	8,568	3,237	4,827	1,351	31,409	44,617	16,344	8,459	667	13,211	3,390	4,300	17,749	221,731
2045	60,123	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	32,969	46,712	16,762	8,959	894	13,886	3,729	4,500	18,097	230,560
2046	62,842	4,981	902	8,568	3,279	4,848	1,351	34,529	48,792	16,762	9,559	894	14,807	4,068	4,700	18,419	239,301
2047	65,460	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	36,089	50,872	17,333	10,159	894	15,741	4,407	4,900	18,727	248,553
2048	68,313	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	37,649	52,952	17,333	10,709	894	16,650	4,746	5,100	19,027	257,344
2049	71,838	4,981	902	8,568	3,321	4,848	1,351	39,209	55,032	17,333	11,259	894	17,572	5,085	5,300	19,310	266,802
2050	73,881	4,981	905	8,568	3,405	4,869	1,351	40,769	57,132	17,751	12,259	1,120	18,656	5,424	5,900	19,567	276,539

Anexo 4.29. Porcentaje de participación de capacidad neta instalada de unidades de Central Eléctrica Síncrona 2030 a 2050

Periodo	EC 1	EC2	EC3
2030	67.61%	67.61%	65.83%
2031	67.53%	67.53%	65.61%
2032	66.76%	66.76%	64.77%
2033	65.57%	65.57%	63.55%
2034	64.87%	64.87%	62.83%
2035	63.48%	63.68%	61.95%
2036	62.15%	62.36%	60.76%
2037	61.03%	61.33%	59.92%
2038	60.14%	60.43%	59.29%
2039	59.17%	59.68%	58.56%
2040	58.35%	58.91%	57.94%
2041	57.56%	58.20%	57.37%
2042	56.89%	57.71%	56.93%
2043	56.32%	57.18%	56.51%
2044	55.80%	56.71%	56.18%
2045	55.37%	56.42%	55.97%
2046	54.94%	56.04%	55.78%
2047	54.68%	55.80%	55.71%
2048	54.40%	55.49%	55.56%
2049	54.13%	55.34%	55.53%
2050	54.06%	55.23%	55.56%

Anexo 4.30. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 1

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermía	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	231.4	6.6	1.2	4.8	6.9	15.6	5.3	43.0	45.8	38.0	16.3	0.6				9.9	425.5
2031	232.3	6.6	1.3	4.3	7.2	19.3	5.3	44.2	45.8	38.0	22.9	0.6				10.9	438.7
2032	236.2	6.6	1.4	3.5	7.2	23.4	5.3	44.6	50.5	38.0	22.9	0.6				11.9	452.1
2033	243.2	6.6	1.3	3.5	6.7	23.4	5.3	47.5	54.5	38.0	23.3	0.6				12.7	466.6
2034	247.2	6.7	1.2	3.5	6.5	27.4	5.3	50.1	58.8	38.0	23.3	0.6				13.5	481.9
2035	237.4	6.5	1.2	5.3	4.0	31.4	7.2	55.0	64.6	39.3	27.1	1.2	11.1	0.5	1.8	14.1	507.8
2036	233.0	6.5	1.1	5.5	3.8	31.4	7.2	59.8	70.5	39.3	30.5	1.2	17.7	1.0	3.5	14.8	526.9
2037	226.0	6.5	1.0	3.5	3.8	31.4	7.2	64.7	76.4	39.3	32.3	1.2	30.0	1.5	6.7	15.4	547.0
2038	223.2	6.6	0.9	3.5	3.3	31.3	7.2	69.6	82.3	39.4	37.9	1.2	34.1	2.0	9.2	16.1	567.6
2039	217.3	6.5	1.0	3.4	4.1	31.3	7.2	74.4	88.2	41.6	42.3	1.2	38.9	2.5	12.3	16.7	589.1
2040	188.3	6.5	0.9	3.4	3.4	31.3	9.1	79.2	93.8	41.6	46.0	1.9	74.0	3.0	12.7	17.4	612.5
2041	189.7	6.5	0.9	3.4	4.0	31.3	9.1	84.0	99.4	43.0	49.9	1.9	75.7	3.5	13.4	18.2	633.8
2042	194.3	6.6	0.9	3.5	3.5	31.2	9.1	88.8	104.8	43.0	53.8	1.9	77.0	4.0	14.1	19.0	655.4
2043	196.6	6.7	0.9	3.4	3.1	31.4	9.1	93.7	110.2	44.9	55.4	1.9	80.8	4.5	14.8	19.9	677.4
2044	198.0	6.7	0.9	3.4	3.1	31.3	9.1	98.4	115.6	45.0	61.6	1.9	83.8	4.9	15.1	20.9	700.0
2045	198.9	6.7	0.9	3.4	3.0	31.0	9.1	103.3	121.1	47.0	64.5	2.5	88.2	5.4	15.8	21.3	722.1
2046	203.2	6.6	0.9	3.3	2.9	31.4	9.1	108.2	126.5	47.0	68.7	2.5	92.5	5.9	16.6	21.7	747.0
2047	208.7	6.7	0.9	3.3	2.6	31.2	9.1	112.9	131.9	48.5	72.7	2.5	95.0	6.4	17.2	22.1	771.8
2048	214.2	6.7	0.9	3.3	2.3	31.0	9.1	117.8	137.3	48.5	77.3	2.5	98.9	6.9	18.0	22.5	797.2
2049	221.1	6.7	0.9	3.3	1.6	31.0	9.1	122.6	142.7	48.5	80.2	2.5	104.4	7.4	18.7	22.8	823.6
2050	222.8	6.6	1.0	3.3	1.7	31.1	9.1	127.5	148.2	50.4	85.7	3.1	107.4	7.9	20.8	23.1	849.6

Anexo 4.31. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 2

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermía	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	231.4	6.6	1.2	4.8	6.9	15.6	5.3	43.0	45.8	38.0	16.3	0.6				9.9	425.5
2031	232.3	6.6	1.3	4.3	7.2	19.3	5.3	44.2	45.8	38.0	22.9	0.6				10.9	438.7
2032	236.2	6.6	1.4	3.5	7.2	23.4	5.3	44.6	50.5	38.0	22.9	0.6				11.9	452.1
2033	243.2	6.6	1.3	3.5	6.7	23.4	5.3	47.5	54.5	38.0	23.3	0.6				12.7	466.6
2034	247.2	6.7	1.2	3.5	6.5	27.4	5.3	50.1	58.8	38.0	23.3	0.6				13.5	481.9
2035	242.2	6.5	1.3	5.5	4.2	31.4	7.2	55.0	64.6	39.3	27.1	1.2	11.4	0.5	1.6	14.1	513.2
2036	238.6	6.5	1.1	5.9	4.7	31.4	7.2	59.8	70.5	39.3	31.0	1.2	17.9	0.9	3.3	14.8	534.3
2037	234.9	6.5	1.1	3.7	4.2	31.4	7.2	64.7	76.4	39.3	32.8	1.2	30.1	1.4	6.3	15.4	556.6
2038	233.4	6.6	1.0	3.6	3.8	31.3	7.2	69.6	82.3	39.4	38.6	1.2	34.6	1.8	8.6	16.1	579.0
2039	231.1	6.5	1.0	3.5	4.5	31.3	7.2	74.4	88.2	41.6	41.8	1.2	39.7	2.3	11.5	16.7	602.7
2040	203.7	6.6	0.9	3.5	3.6	31.3	9.1	79.3	93.8	41.6	45.8	1.9	75.3	2.8	11.9	17.4	628.1
2041	207.7	6.6	0.9	3.4	4.0	31.3	9.1	84.1	99.4	42.9	49.8	1.9	76.9	3.2	12.5	18.2	652.0
2042	215.1	6.7	0.9	3.5	3.8	31.2	9.1	89.0	104.9	42.9	53.7	1.9	78.2	3.7	13.2	19.0	676.5
2043	218.3	6.7	0.9	3.4	3.6	31.4	9.1	93.9	110.3	44.9	57.8	1.9	81.5	4.2	13.8	19.9	701.5
2044	223.3	6.7	0.9	3.4	3.2	31.4	9.1	98.7	115.7	44.9	61.3	1.9	87.3	4.6	14.1	20.9	727.3
2045	226.2	6.7	0.9	3.4	3.1	31.4	9.1	103.6	121.2	47.0	64.9	2.5	91.3	5.1	14.8	21.3	752.4
2046	232.3	6.7	0.9	3.4	3.0	31.3	9.1	108.5	126.6	47.0	68.7	2.5	96.5	5.6	15.5	21.7	779.1
2047	238.0	6.7	0.9	3.3	2.0	31.4	9.1	113.3	132.0	48.4	73.3	2.5	100.6	6.0	16.1	22.1	805.5
2048	245.7	6.6	0.9	3.3	2.1	31.2	9.1	118.2	137.4	48.4	77.2	2.5	105.1	6.5	16.7	22.5	833.3
2049	254.2	6.7	0.9	3.4	1.7	31.1	9.1	123.0	142.8	48.4	80.2	2.5	110.3	6.9	17.4	22.8	861.5
2050	253.5	6.7	1.0	3.4	1.8	31.3	9.1	127.9	148.3	50.4	86.8	3.1	116.7	7.4	19.4	23.1	889.9

Anexo 4.32. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 3

Periodo	Ciclo Combinado	Carbo Eléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermía	Eólica	Fotovoltaica	Hidro Eléctrica	Nuclear	Bio energía	Ciclo Combinado H_2	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Total
2030	231.4	6.6	1.2	4.8	6.9	15.6	5.3	43.0	45.8	38.0	16.3	0.6				15.8	431.4
2031	232.3	6.6	1.3	4.3	7.2	19.3	5.3	44.2	45.8	38.0	22.9	0.6				17.5	445.2
2032	236.2	6.6	1.4	3.5	7.2	23.4	5.3	44.6	50.5	38.0	22.9	0.6				19.0	459.2
2033	243.2	6.6	1.3	3.5	6.7	23.4	5.3	47.5	54.5	38.0	23.3	0.6				20.3	474.2
2034	247.2	6.7	1.2	3.5	6.5	27.4	5.3	50.1	58.8	38.0	23.3	0.6				21.5	490.0
2035	238.9	6.6	1.3	5.9	4.2	31.4	7.2	55.0	64.6	39.3	27.1	1.2	11.2	0.5	1.6	22.6	518.6
2036	238.8	6.5	1.1	6.3	4.6	31.4	7.2	59.8	70.5	39.3	29.6	1.2	17.8	0.9	3.3	23.6	542.0
2037	236.4	6.6	1.2	4.0	4.1	31.4	7.2	64.7	76.4	39.3	31.8	1.2	29.8	1.4	6.3	24.6	566.4
2038	237.9	6.6	0.9	3.5	3.6	31.3	7.2	69.6	82.3	39.4	38.1	1.2	34.0	1.9	8.6	25.7	591.9
2039	238.8	6.6	1.0	3.4	4.2	31.3	7.2	74.4	88.1	41.6	41.8	1.2	37.8	2.3	11.5	26.7	618.1
2040	211.0	6.6	0.9	3.5	3.7	31.3	9.1	79.3	93.7	41.6	45.9	1.9	75.0	2.8	11.9	27.9	645.8
2041	219.8	6.6	0.9	3.4	4.0	31.4	9.1	84.2	99.3	42.9	49.7	1.9	76.2	3.2	12.5	29.1	674.0
2042	227.5	6.6	0.9	3.4	3.7	31.4	9.1	89.0	104.7	42.9	54.5	1.9	79.2	3.7	13.2	30.4	701.8
2043	234.1	6.7	0.9	3.4	3.7	31.4	9.1	93.9	110.2	44.9	57.3	1.9	83.4	4.2	13.8	31.8	730.4
2044	241.4	6.7	0.9	3.3	2.8	31.4	9.1	98.7	115.6	44.9	61.6	1.9	88.5	4.6	14.1	33.4	758.9
2045	246.8	6.8	0.9	3.3	2.2	31.1	9.1	103.6	121.0	47.0	65.8	2.5	93.3	5.1	14.7	34.1	787.2
2046	256.4	6.7	0.9	3.3	2.0	31.4	9.1	108.5	126.4	47.0	69.6	2.5	99.0	5.6	15.5	34.7	818.4
2047	267.0	6.8	0.9	3.3	1.5	31.3	9.1	113.3	131.8	48.4	73.5	2.5	102.9	6.0	16.1	35.3	849.9
2048	277.2	6.8	0.9	3.3	1.6	31.4	9.1	118.2	137.2	48.4	78.0	2.5	108.5	6.5	16.7	35.8	882.2
2049	289.1	6.7	0.9	3.3	1.6	31.4	9.1	123.1	142.7	48.4	81.9	2.5	113.2	6.9	17.4	36.4	914.6
2050	290.5	6.7	1.0	3.3	1.6	31.5	9.1	127.9	148.1	50.3	89.3	3.1	122.0	7.4	19.4	36.8	947.9

ANEXO Capítulo VI

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELECTROMOVILIDAD

Anexo Capítulo VI Generación Distribuida y Electromovilidad

Hasta hace algunas décadas hablar de Generación Distribuida (GD) y Electromovilidad (EM) en cualquier latitud del mundo era un tema de poca transcendencia. Sin embargo, conforme ha incrementado la población mundial, los países y sociedades han presentado diferentes cambios entre ellos los geopolíticos, libre mercado, bursatilización, mercados de energía, desarrollo de tecnologías, disponibilidad de recursos naturales y cuidado al medio ambiente, entre otros. La combinación de todos ellos en algunos casos con abundancia o escases han ocasionado crisis energéticas y deterioro ambiental. Es así como desde hace algunos años los países industrializados y en desarrollo, han visto una oportunidad para mitigar los efectos de posibles problemas, mediante el aprovechamiento de la GD y recientemente de la EM en sus actividades productivas, en sus principales ciudades e incluso como política de desarrollo para tener mayor competitividad o en su caso cumplir con compromisos internacionales para disminuir la contaminación del medio ambiente.

Por tanto, en esta sección se describirá en qué consisten las tecnologías de GD y EM, la situación internacional y nacional, sus aplicaciones principalmente en la industria eléctrica, la política energética y tendencias en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Generación Distribuida

Después de la liberalización del mercado eléctrico se detono la tecnología de GD, que es la energía eléctrica producida por centrales a pequeña escala y que se encuentran cerca de los hogares, negocios, pequeñas y grandes industrias de las localidades, y en algunos casos esta generación se consume en el mismo lugar donde se produce.

La dificultad en la conservación de los recursos fósiles (petróleo, carbón y gas natural) y las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que estos combustibles emiten al medio ambiente son los factores clave para cambiar a otro tipo de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica. Así como los obstáculos para construir grandes centrales o líneas de transporte y distribución han impulsado el crecimiento de generación a pequeña escala que ofrecen una solución innovadora a estos problemas. El acelerado desarrollo tecnológico que están experimentando estos equipos constituye uno de los factores más importantes en el impulso de la GD pues ha permitido aumentar la eficiencia de las tecnologías empleadas y su confiabilidad.

Tecnologías de Generación Distribuida

Solar fotovoltaica: convierte directamente la energía solar en electricidad mediante “células solares” con materiales semiconductores que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

Eólica: esta fuente produce electricidad a partir de la energía cinética del viento, moviendo las turbinas de un aerogenerador para producir electricidad. Por lo tanto, dependen de la ocurrencia del viento. Con parques eólicos terrestres.

Hidráulica: aprovecha la energía cinética de un volumen de agua situada en el cauce de un río o contenida en un

embalse, transformándola en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina.

Biomasa: utiliza las materias orgánicas de origen vegetal o animal procedentes de residuos (forestales, agrícolas, de transformación agropecuaria o de la madera, etc.) que son aprovechadas como combustible para generar energía eléctrica a través de turbinas de vapor y que pueden participar en el proceso de cogeneración.

Gas: se basa en aprovechar la energía térmica al quemar este combustible, y producir electricidad mediante turbinas de gas o turbinas de vapor, este tipo de tecnología puede participar en posibles procesos de cogeneración.

Aplicaciones de Generación Distribuida

La energía se refiere a un recurso natural que adecuadamente tratado y transformado es capaz de realizar un trabajo, es decir, a su transformación se le puede dar un uso que en este caso es la electricidad que se puede suministrar de forma distribuida y no centralizada en los diferentes sectores de consumo como es el residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran industria y tener, por tanto, un sentido económico. A continuación, se enlistan algunas aplicaciones:

La GD con tecnología fotovoltaica en los sectores residencial, comercial, y alumbrado público. En este último se presenta como una de las soluciones más económicas, para iluminar las entradas en los en bulevares, cruces de carreteras, iluminación de túneles, carteles publicitarios, así como plazas y jardines.

La tecnología eólica tiene varias aplicaciones, aunque su mayor uso es inyectar la energía eléctrica producida a las redes de distribución y en menor medid consumirla en el centro de carga local.

El suministro de energía eléctrica en comunidades y pueblos alejados de la red eléctrica se realiza a través de la GD con tecnología hidráulica y que sirve para proporcionar electricidad a los servicios de, bombeo de agua potable, iluminación pública y habitacional, pequeños talleres, sistemas de riego entre otros.

La tecnología con suministro de biomasa para la generación de energía eléctrica es utilizada en el sector industrial como son los hornos de secado de madera y granos y los ingenios de azúcar.

Beneficios y Contras de Generación Distribuida

En el Cuadro 6A.1 se presentan diferentes beneficios y contras de la GD para un Sistema Eléctrico, para el Usuario, para las Redes Eléctricas Inteligentes, así como Ambientales.

Cuadro 6A.1. Beneficios/contras de la incorporación de la GD

Participante	Beneficios	Contras
Sistema Eléctrico	• Libera capacidad del sistema de potencia ante la creciente demanda de energía eléctrica. • Se reduce el tamaño y número de las líneas eléctricas que deben construirse y mantenerse en óptimas condiciones. • Se reducen las pérdidas en las redes de transporte o distribución y el costo asociado a la infraestructura que la soporta, lo cual genera una mayor eficiencia.	• No existe una planificación centralizada de dicha Generación Distribuida. • No es despachada o programada centralmente y tienen carácter intermitente. • La ocupación masiva de la Generación Distribuida supone flujos de energía entre redes de diferente nivel de tensión, con lo que las pérdidas técnicas en transformación podrían verse incrementadas.
Usuarios	• La generación local incrementa la fiabilidad y reserva para el usuario. • Favorece el desarrollo de las regiones y la inversión privada. • Si el consumidor de energía eléctrica es el mismo productor, desde una perspectiva económica, un consumidor se planteará producir su propia energía cuando le sea más rentable que suministrarse del sistema.	• El control no está centralizado en el operador del sistema y depende de las circunstancias de sus titulares y esto podría ocasionar interrupciones al usuario. • Cualquier indisponibilidad e interrupción del servicio eléctrico puede causar grandes pérdidas en los procesos productivos del consumidor.
Redes Eléctricas Inteligentes	• Robustecer y automatizar la red. • Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable. • Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas. • Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento. • Medición detallada y análisis en tiempo real de flujos de energía. • Gestionar de forma activa la demanda local. • Posibilitar la penetración masiva de los vehículos eléctricos.	• Falta de infraestructura local. • Costos altos en la integración de REI. • Diferencia en protocolos de comunicación.
Ambientales	• En su mayoría cero emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). • Apoyan a cumplir metas ambientales de reducción de contaminación en un Sistema Eléctrico. • Se generan negocios con certificados de energías limpias o bonos verdes.	• Falta de protocolos en la disposición final de residuos de la GD.

Electromovilidad

La movilidad eléctrica presenta un conjunto de ventajas en comparación con los vehículos de combustión interna, tales como: cero emisiones, menor número de averías mecánicas, exención de programas de restricción vehicular, entre otros. A nivel global la movilidad eléctrica ha comenzado a consolidarse como una opción tecnológica factible, con una fuerte competitividad económica, en apoyo a la reducción de emisiones del sector transporte.

Tipos de Vehículos Eléctricos

Vehículos Eléctricos de Batería (VE)

Los vehículos eléctricos de batería utilizan una propulsión basada en un motor eléctrico en lugar de un motor convencional que utiliza combustibles fósiles. La energía es alimentada al

motor por medio de baterías de alta densidad que definen la potencia y la autonomía del vehículo. Las baterías que comúnmente son usadas en estas unidades son de iones de litio (Li-ion), las cuales tienen altas densidades en relación con otras opciones y, por ende, emiten más potencia y energía relativa a su tamaño o peso, factor determinante en aplicaciones móviles. La mayoría de estos vehículos también incluyen sistemas de frenos regenerativos, que permiten recuperar parte de la energía cinética producida durante el frenado y transformarla en energía eléctrica que es almacenada en las baterías, sin embargo, la fuente principal es la que es suministrada directamente de la red eléctrica.

Vehículos Híbridos Eléctricos (VHE)

Existen dos tipos de vehículos híbridos eléctricos: los Vehículos Híbridos tradicionales (VH) y los Vehículos Híbridos Eléctricos (VHE) enchufables. La diferencia entre estos dos tipos de unidades radica en la fuente de propulsión principal del vehículo, en el caso de los VH tradicionales la fuente de propulsión principal es el motor de combustión interna a gasolina, mientras que para los VHE enchufables la fuente principal es el motor eléctrico, con energía proveniente de la red eléctrica y utilizando el componente convencional simplemente para extender el rango del vehículo.

Los VH tradicionales utilizan sus motores eléctricos en situaciones de bajo consumo y velocidad, cambiando a su motor convencional cuando requieren mayor potencia y teniendo la oportunidad de utilizar ambas fuentes de propulsión si el vehículo lo requiere. Los frenos regenerativos de estos vehículos proporcionan la electricidad que después será utilizada por el motor eléctrico, sin embargo, el consumo de gasolina es notablemente más bajo que un vehículo convencional.

Autobuses Eléctricos (AE)

Al igual que los vehículos livianos, existen distintos tipos de autobuses de propulsión eléctrica e híbridos, por lo general, los autobuses eléctricos autónomos utilizan los mismos componentes que los vehículos livianos pero adaptados a un peso de un vehículo cercano a las 15 toneladas. En general, se presentan dos alternativas tecnológicas para los autobuses urbanos, la primera consiste en equipar los autobuses con un conjunto de baterías que por lo general son de litio-ferrofosfato que les permite operar un día completo con una sola carga efectuada durante la noche a través de sistemas de carga estacionaria, mientras que la otra opción tecnológica es proveer a la unidad con un sistema de almacenamiento mucho menor a base de baterías de litio y titanio, capaces de descargarse en un corto lapso de tiempo, por lo que se recargan varias veces durante el día con un sistema de carga en ruta.

El trolebús es un tipo de autobús eléctrico alimentado por dos alambres que están en la parte superior de la ruta establecida del autobús, se conectan a través de catenarias eléctricas de esta forma el autobús siempre está alimentado con energía eléctrica de la red local, no ocupa sistema de almacenamiento de energía. Este sistema actualmente ya se ocupa en ciudades como la Ciudad de México, Guadalajara y en muchas partes del mundo.

Tipos de Estaciones de Carga

La electricidad tiene oportunidades importantes a futuro como combustible para el transporte urbano de pasajeros, tanto público como privado, así como en el transporte de mercancías de corta distancia. Existen distintos niveles de estaciones de carga con variaciones en la potencia y rango logrado por minuto de carga, actualmente existen tres niveles de carga que varían en cuanto a su poder de carga y rango adquirido por minuto de carga como se muestra en el Cuadro 6A.2[72].

Cuadro 6A.2. Opciones de carga para vehículos eléctricos

Nivel de Carga	Fuente de Energía	Poder de Carga	Rango por Hora de Carga (Km)	Tiempo de Carga (de vacío a completo)		Uso Primario
				VEs	VHEs	
Nivel 1	120VAC (Fase simple)	1.4 kW 12 amp (on-board charger)	~ 4.5 - 6.5	~ 17.0 horas	~ 7.0 horas	Carga residencial y en lugares de trabajo
Nivel 2	240VAC (Fase simple; hasta 19.2 kW)	3.3 kW (on-board)	~ 13.0 - 16.0	~ 7.0 horas	~ 3.0 horas	Carga residencial, lugares de trabajo y sitios públicos
		6.6 kW (on-board)	~ 27.0 - 32.0	~ 3.5 horas	~ 1.4 horas	
Nivel 3	200-450 VDC (hasta 90 kW)	45 kW (off-board)	~ 80.5 - 96.5 (80% por carga de 0.5 horas)	~ 30 - 45 m (hasta 80%)	~ 10 minutos (hasta 80%)	Carga en sitios públicos

Beneficios y Contras de Vehículos Eléctricos

En el Cuadro 6A.3 se presentan diferentes beneficios y contras de los VE para un Sistema Eléctrico, para el Usuario, para las Redes Eléctricas Inteligentes, así como Ambientales.

Derivado de un análisis de información de los principales vehículos eléctricos, híbridos y de combustión interna que se comercializan en México, en el Cuadro 6A.4 se presentan algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH[73], tales como: el ahorro de energía que va de un 34.0% a un 80.0%; así como una disminución en las emisiones de tCO_2e generadas que pueden ser del 34.0% al 64.0% en comparación con las emitidas por un vehículo de combustión interna

[72] Alternative Fuels Data Center, AFDC 2016.
[73] Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.

Cuadro 6A.3. Beneficios/contras de la incorporación de la Electromovilidad

Participante	Beneficios	Contras
Sistema Eléctrico	• Los VE se pueden conectar al sistema eléctrico para darle flexibilidad debido a que tienen la capacidad de retroalimentar a la red con la energía no empleada. • Con la integración de los VE se podrían usar como recursos de energía descentralizados (similares a GD) • Los VE pueden configurarse como una flota colectiva de baterías para usarse en horas punta (enviar energía a la red cuando la demanda es alta) y en horas fuera de punta (cargar por la noche cuando la demanda es baja).	• Al conectarse estos vehículos eléctricos a la red ocasiona que se haga doble uso de la batería y se reduzca su vida útil. • Carga adicional podría poner en peligro la confiabilidad del sistema o problemas de congestión en la red, si todos se conectan a las horas pico. • No existe una red de electrificación. •
Usuarios	• Pueden llegar a ser autosuficiente al suministrar energía eléctrica al hogar desde la batería del auto eléctrico. • Impuestos más bajos o exentos asociados a los Vehículos Eléctricos. • No tienen restricciones de circulación en las ciudades. • Menor costo de operación y mantenimiento. • Generación de ingresos para los propietarios de vehículos eléctricos, debido a que debería haber una contraprestación por la reinyección de la energía.	• Más caro, el precio de compra de los vehículos eléctricos es superior a uno de combustión. • Tiempo de carga es superior al de un vehículo de combustión. • Autonomía es menor a un vehículo de combustión. •
Redes Eléctricas Inteligentes	• Robustecer y automatizar la red. • Contar con una red totalmente integrada y definir el marco regulatorio aplicable. • Optimizar la conexión de los vehículos eléctricos. • Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento. • Los vehículos eléctricos se convierten en “centrales eléctricas portátiles” • Medición detallada y análisis en tiempo real de flujos de energía. • Gestionar de forma activa la demanda local. • Posibilitar la penetración masiva de los vehículos eléctricos.	• Falta de infraestructura local de estaciones de carga. • Costos altos en la integración de REI. • Diferencia en protocolos de comunicación. •
Ambientales	• Sin ruidos un motor eléctrico emite un silbido, un motor de combustión ruge y puede ser ensordecedor. • Las emisiones de CO_2 y NO_x por km recorrido son menores en un vehículo eléctrico que en un térmico. • Apoyan a cumplir metas ambientales de reducción de contaminación en un Sistema Eléctrico. • Adiós a gasolineras. • La Electrificación del transporte masivo de personas, mejora la calidad de vida de las ciudades.	• Degradación de baterías y su desecho ocasionan contaminación, (hay programas de reciclaje de los fabricantes).

Cuadro 6A.4. Comparativo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido de 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	l	MJ	$kgCO_2e$
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	167		46		166	24
2	Híbrido Enchufable	107	28	17	8	320	29
3	Híbrido		27		11	364	28
4	Eléctrico Gama Alta	398		44		157	22
5	Híbrido Enchufable Gama Alta	50	44	24	5	251	25
6	Híbrido Gama Alta		29		10	338	26
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		18		17	554	43
2	Combustión Interna Gama Alta		13		24	800	61
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						70%	43%
Vehículo Híbrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						42%	32%
Vehículo Híbrido vs. Vehículo de Combustión Interna						34%	34%
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						80%	64%
Vehículo Híbrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						69%	60%
Vehículo Híbrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						58%	58%

Redes Eléctricas Inteligentes

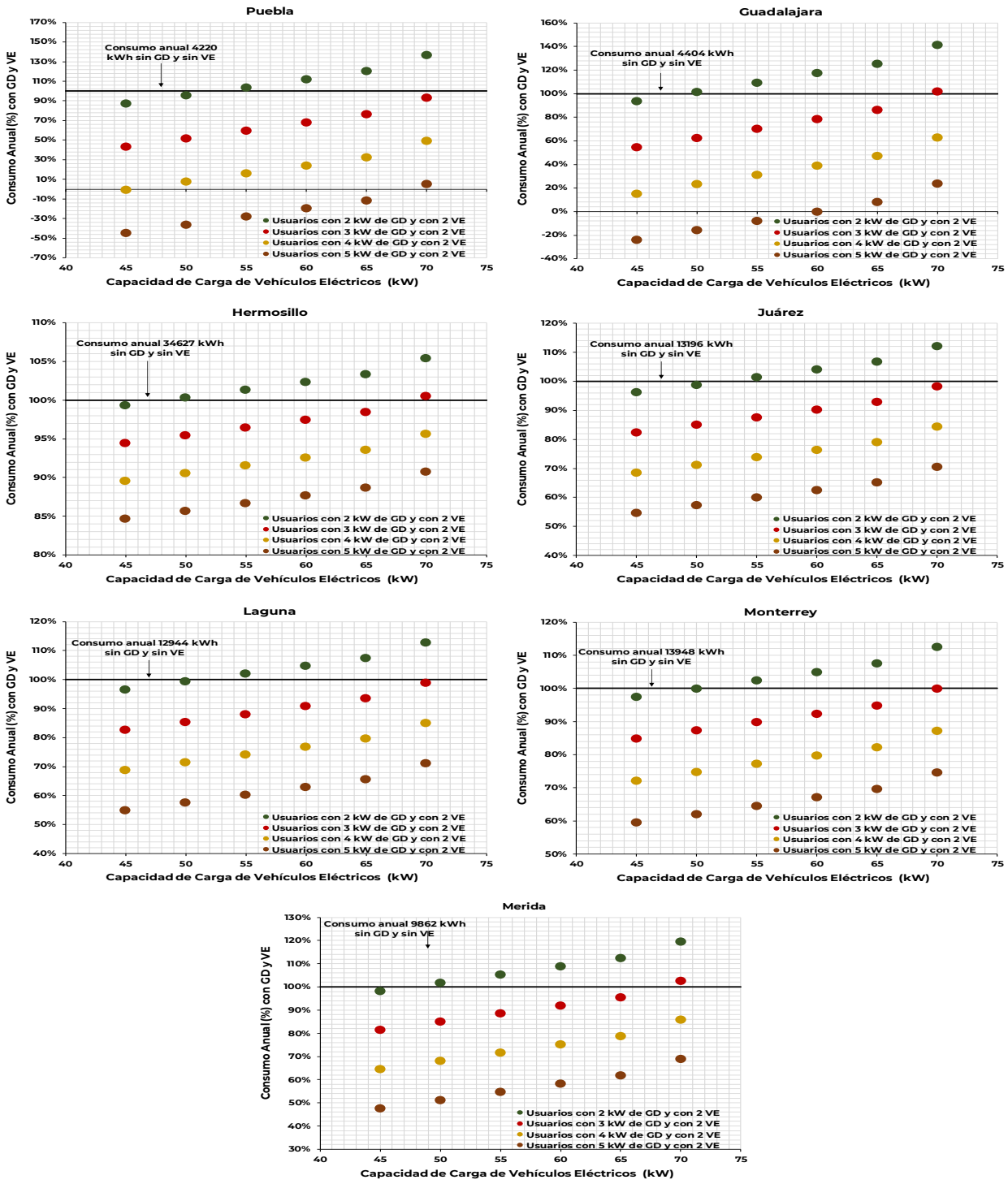
Un tema importante también es que la integración de los autos eléctricos a la red eléctrica, mediante las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), permite introducir nuevas oportunidades de generación de ingresos para los propietarios de vehículos, debido a que debería haber una contraprestación por la reinyección de la energía. Esto contribuirá a la reducción de los costos asociados a la adquisición de los autos eléctricos. Sin embargo, para que se concrete, es importante contar con una red totalmente integrada y definir el marco regulatorio aplicable. La interacción de los autos eléctricos con el sistema eléctrico puede ser dividida en cuatro niveles: vehículo-red, vehículo-casa, vehículo-otras edificios y vehículo-carga aislada.

Se presenta un ejemplo de REI para usuarios del sector residencial con consumos anuales (kWh/año) promedio que se encuentren entran entre 4,220 kWh en Puebla y 34,627 kWh en Hermosillo y otras ciudades como Guadalajara, Monterrey, Laguna, Juárez y Mérida. Los diferentes usuarios se suponen instalarán Generación Distribuida fotovoltaica entre 2 y 5 kW, así como el uso de dos vehículos eléctricos clasificados por su potencia de carga que puede estar entre 45 kW (ligeros) a 70 kW (alta gama), los cuales suponen un recorrido anual de 10,400 km cada uno.

En la figura A1 se observan los consumos promedios anuales de los usuarios domésticos sin REI, así como el consumo resultante en porcentaje después de implementar GD y VE. Se identificaron hasta 24 combinaciones por Ciudad cada uno con beneficios

diferenciados que puede ir desde bonificación por inyectar energía a las RGD o ahorrar un porcentaje de la facturación eléctrica actual, lo anterior se mueve en función de la ubicación geográfica, la capacidad de GD y la capacidad de carga de los VE.

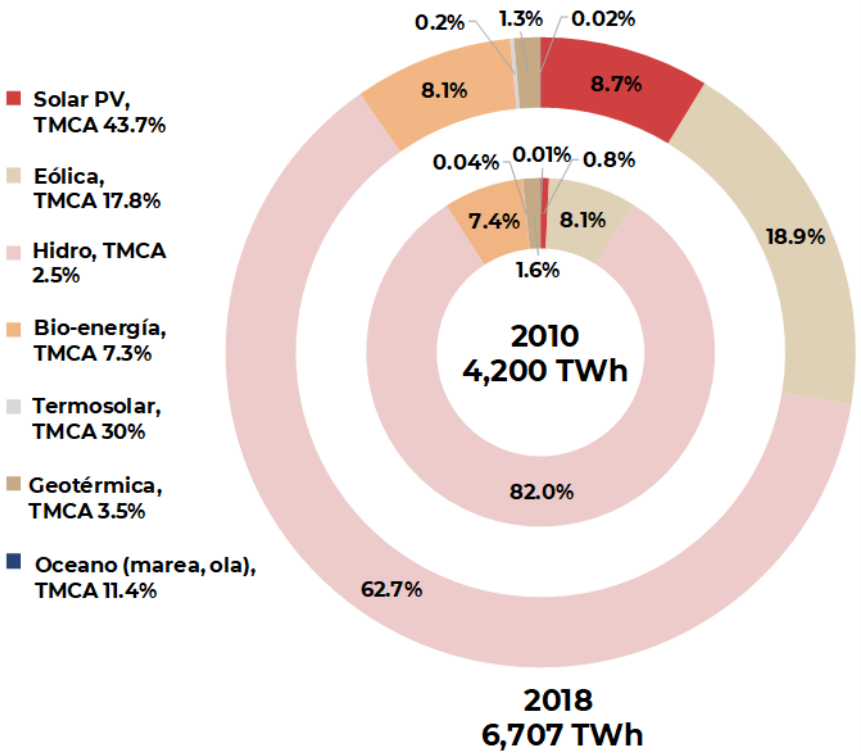
Figura 6A.1. Ejemplo de aplicación REI en usuarios Residenciales



Panorama Internacional de Generación Distribuida

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel global fue uno de los factores clave para el aumento de las emisiones de bióxido de carbono del sector eléctrico en 2018, sin embargo, la disponibilidad de un conjunto diverso de tecnologías colocó a la generación de electricidad renovable con 7.1% más que el 2017, lo cual refleja los esfuerzos para combatir el cambio climático y la polución. Las tecnologías eólicas y solar fotovoltaica en conjunto representaron el 74.6% del incremento de la generación de electricidad por renovables. En la Figura 6A.2 se observa la evolución de la generación de electricidad por tecnología renovable a nivel mundial, la cual creció a una tasa media de crecimiento anual de 6% de 2010—2018.

Figura 6A.2. Generación mundial de electricidad por tecnologías renovables 2010 y 2018

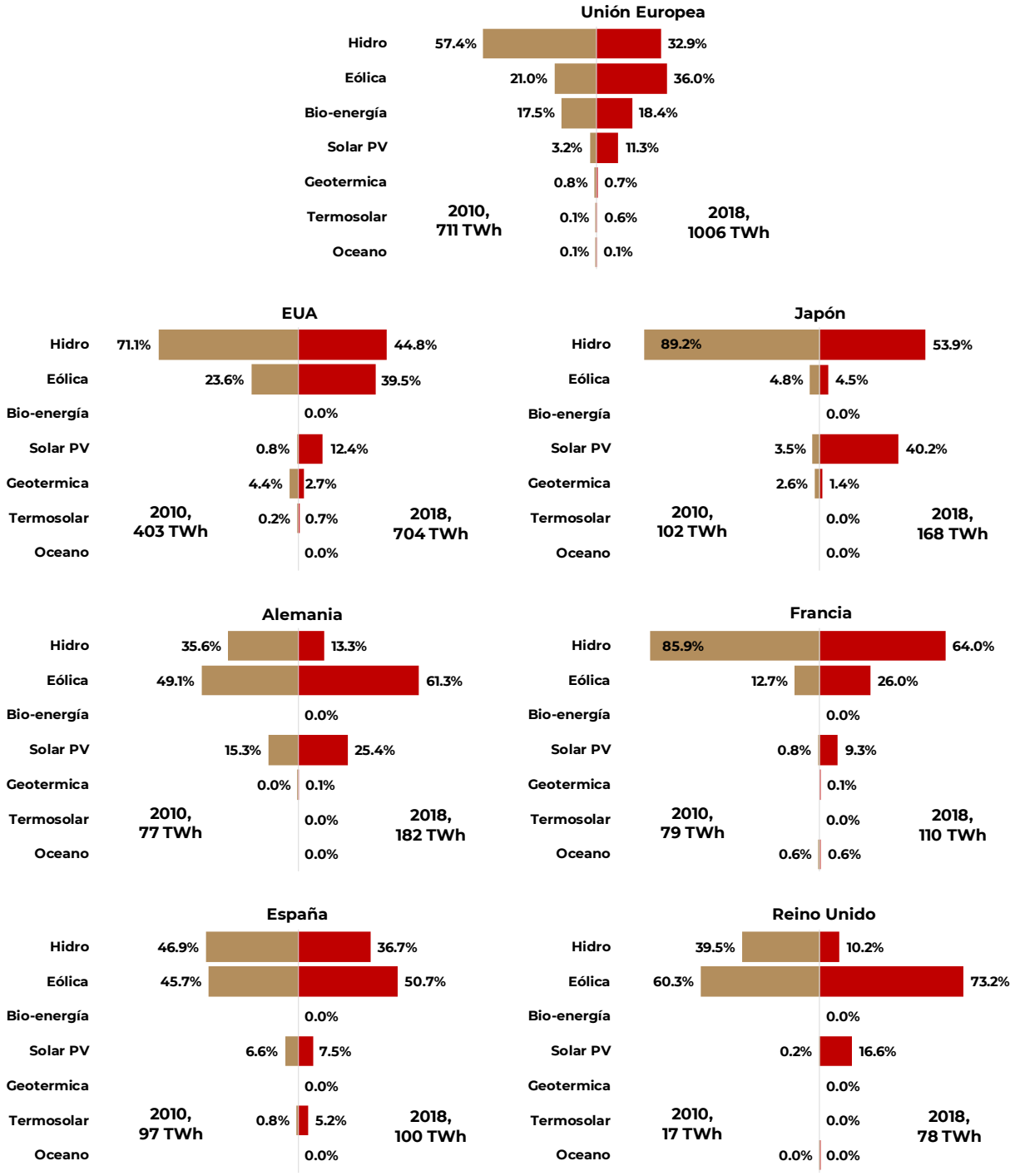


Fuente: Elaboración propia con información de IEA.

Los gobiernos coinciden que es necesario reducir a cero las emisiones de CO_2e y para lograr este objetivo se requieren diferentes acciones entre ellas, producir electricidad sin emisiones de carbono a través de una penetración masiva de fuentes renovables con generación a gran escala y con Generación Distribuida.

Dentro de los países que destacan por la implementación de generación a gran escala y Generación Distribuida a través de energías renovables, se encuentran Francia, España, Alemania, Reino Unido, Japón y Estados Unidos en la Figura 6A.3 se muestra la evolución de las energías renovables en los últimos 9 años.

Figura 6A.3. Generación de electricidad por tecnologías renovables, países seleccionados 2010 y 2018



Fuente: Elaboración propia con información de IEA.

En el Cuadro 6A.5 se presentan algunas de las particularidades de los países seleccionados sobre las políticas y acciones que han implementado para fomentar el uso de energías renovables en sus sistemas eléctricos. Entre los apoyos que se han aplicado se encuentran: precios regulados, apoyo a

la inversión, exenciones fiscales, tarifas, primas reguladas, volumen regulado, subastas y certificados energía limpia. En el Cuadro 6A.6 se presentan algunas de las características de la producción de energía eléctrica del periodo 2010-2018 con los países seleccionados.

Cuadro 6A.5. Características de algunos países que producen energía eléctrica con tecnologías renovables

País	TMCA 2011-2018	Políticas	Sistemas de apoyo
Estados Unidos de América (EUA)	7.2 %	Se centran en una estrategia para maximizar la producción de energía, expandir las exportaciones, reducir las emisiones y ser un líder en tecnologías energéticas. Un rápido crecimiento en la generación de electricidad por renovables promovido por la reducción de costos.	Figura de autoconsumo y producción con autoconsumo, se aplican distintas variaciones de "balance neto". También se aplican "grid-supply" y "self-supply", así como contratos de compraventa a largo plazo.
Japón	6.5 %	Diversificar la matriz energética, proponiendo en menor uso los combustibles fósiles, más dependencia de la energía renovable, frenar las emisiones de carbono (26% entre 2013 y 2030).	Figura de autoconsumo y producción con autoconsumo, se aplica la modalidad del "balance neto" con primas reguladas "Feed in Tariffs".
Alemania	11.4 %	En el Energiewende se estableció para 2030 que la mitad de todo el suministro de electricidad será de fuentes renovables. Y que la generación de energía eléctrica por carbón se elimine gradualmente para el 2038.	Figura de autoconsumo y producción con autoconsumo. La modalidad Feed in Tariffs fue la primera que se instauro, y a medida que la generación renovable incrementa su penetración surge como alternativa el esquema "Feed in Premiums". Y bajo un marco de capacidad agregada surge el esquema de las subastas.
España	0.4 %	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER), objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo, relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables	El sistema de primas a las renovables (Feed in Tariffs) quedo suspendido a principios de 2012. Actualmente solo existe un sistema basado en el concepto de "rentabilidad razonable" que se aplica sobre una inversión inicial teórica y que se calcula desde el momento en que la central entra en operación.
Francia	4.3 %	Debido a que varios reactores nucleares que generan electricidad están llegando al final de su vida útil. Se ha comenzado una transición energética bajo la Ley de Energía y Cambio Climático 2019 con el diseño de una estrategia nacional baja en carbono. Así como un marco de planificación para la inversión de energía renovable y eficiencia energética.	Los sistemas feed-in-tariffs y actualmente feed in Premiums, las licitaciones a través de subastas y los beneficios tributarios, han impulsado la generación de energía eléctrica con fuentes renovables
Reino Unido (RU)	20.9 %	El plan para la reducción de emisiones, con un objetivo neto cero para 2050, ha motivado al sector eléctrico del Reino Unido a experimentar un profundo cambio de carbón a gas combinado con una inversión récord en energía eólica y solar fotovoltaica.	La competencia dentro de la generación de electricidad con tecnologías renovables ha crecido rápidamente principalmente por la forma de incentivar este mercado. Los esquemas en el RU son: Certificados de obligaciones renovables (ROC) actualmente en desuso y serán sustituidos por (CfD). Primas a las renovables (Feed-in tariffs, FiT). Y Los Contratos por Diferencias (CfD).

Cuadro 6A.6. Características de algunos países que producen energía eléctrica con tecnologías renovables en el período 2010-2018

Tipo de Tecnología	Países	Generación de energía eléctrica en 2018 (TWh)	Generación de energía eléctrica acumulada del 2010-2018 (TWh)	TMCA (%) de la generación de energía eléctrica 2010-2018	Contribución (%) de electricidad en 2010 con respecto al grupo de países presentado	Contribución (%) de electricidad en 2018 con respecto al grupo de países presentado	Observaciones destacadas
Solar PV	Alemania	46	287	19	46	20	EUA es el país con mayor producción de electricidad tanto acumulada como la generada en 2018 con esta tecnología, la tmca más alta, corresponde al R.U.
	EUA	87	289	52	12	38	
	España	8	71	2	25	3	
	Francia	10	55	42	2	4	
	Japón	68	254	45	14	29	
	Reino Unido	13	50	106	0	6	
Eólica	Alemania	112	621	14	19	21	Los países con mayor producción de energía eléctrica acumulada y en 2018, con tecnología Eólica fueron, EUA, Alemania y Japón.
	EUA	278	1669	14	47	52	
	España	51	442	2	22	10	
	Francia	29	166	14	5	5	
	Japón	8	51	6	2	1	
	Reino Unido	57	291	24	5	11	
Hidro	Alemania	24	234	-2	5	4	Se puede resaltar que el crecimiento de electricidad con esta tecnología en el período 2010-2018, es mínimo, comparado con los crecimientos (tmca) de la tecnología Solar PV y Eólica.
	EUA	316	2705	1	55	58	
	España	37	316	-3	9	7	
	Francia	70	580	0	13	13	
	Japón	91	795	0	17	17	
	Reino Unido	8	74	2	1	1	
Geotérmica	Alemania	0	1	25	0	1	El índice más alto en la generación de electricidad acumulada con esta tecnología es de EUA seguido por Japón.
	EUA	19	166	1	87	87	
	España						
	Francia	0	1	12		1	
	Japón	2	23	-1	13	11	
	Reino Unido						
Termosolar	Alemania						La tasa media de crecimiento anual más alta para generar electricidad con tecnología Termosolar, es la de España.
	EUA	5	22	23	54	47	
	España	5	39	27	46	53	
	Francia						
	Japón						
	Reino Unido						
Océano	Alemania						Francia es el país con mayor producción de electricidad tanto acumulada como la generada en 2018 con esta tecnología.
	EUA						
	España						
	Francia	1	4	5	100	99	
	Japón						
	Reino Unido	0	0	19	0	1	

Panorama Internacional de Electromovilidad

A nivel mundial existen entre 3.2[74] y 5.1[75] millones de vehículos eléctricos (VE), donde la mayor cantidad se encuentra en China con 2.3 millones de VE, Estados Unidos con 1.1 millones de VE y Europa en conjunto 1.2 millones de VE (Noruega, Francia, Reino Unido, Islandia, Suecia), seguidos de Canadá, Japón, entre otros, en América Latina y el Caribe es una de las regiones con menor incorporación de VE en todo el mundo.

Por ejemplo, los automóviles eléctricos representaron el 46.0% de las ventas de automóviles nuevos en Noruega, e Islandia y Suecia, lograron una participación de ventas de autos

[74] Centro de Investigación de Energía Solar e Hidrógeno de Baden-Württemberg (ZSW)

[75] Global EV Outlook 2019, IEA.

eléctricos de 17.0% y 8.0%, respectivamente. Por su parte, China es el país con más autos eléctricos recorriendo sus ciudades algunas de las cuales tienen el 100% de la flota con autobuses eléctricos.

La electromovilidad (EM) no ha sido homogénea en el mundo, los países desarrollados cuentan con vasta experiencia que incluye la introducción de subsidios a la compra de vehículos eléctricos, el desarrollo de estaciones de recarga y otros instrumentos no económicos. En los países en desarrollo, aunque la experiencia es incipiente, resalta el importante esfuerzo por electrificar el transporte público.

A continuación, se presentan Cuadros comparativos (A.7.1 a A.7.4) de algunos países cuya experiencia en electromovilidad es relevante. En Europa, Países Bajos, Noruega, Alemania y Francia (en particular, los dos primeros, son referentes internacionales en promoción de la electromovilidad). En Asia, se ha seleccionado a China, debido a la práctica de electrificación del transporte público que ha impulsado. En Oceanía se ha seleccionado a Australia, en vista de que sus gobiernos locales han mostrado avances en la implementación de medidas para promover la electromovilidad. Con respecto a América, se ha elegido a Estados Unidos, además a Chile, Colombia y México, países con cierto grado de avance.

Cuadro 6A.7.1. Países con experiencia en electromovilidad

País	Plan Nacional de EM	Transporte Público Eléctrico	Incentivos de Gobierno	Industria - Nacional de Vehículos Eléctricos	Estacionamiento, Restricciones de Circulación / Vías exclusivas	Infraestructura de Cargadores Públicos	Iniciativas públicas, privadas y público-privadas	Metas de EM
Noruega	Sí	28 autobuses eléctricos	Exención de impuesto de registro. Exención de impuesto al valor agregado. Apoyo a proyectos de investigación en electromovilidad.	Si, tienen a la empresa Think, Transnova y apoyo del gobierno	Estacionamiento Gratis / Circulación diaria / carriles de autobuses públicos, peaje gratis	Programas y medidas de desarrollo de estaciones de recarga.	Tiene apoyo de organismo no gubernamentales (ONG) Colaboran empresas constructoras	Si, Oslo al 2025 el 60% de autobuses será eléctrico, así como 100% de vehículos y camionetas ligeros
Países Bajos (Holanda)	Sí	Crean la Fundación de Transporte de autobuses Cero Emisiones	Condonación impuesto anual de circulación y registro. Descuento directo en la compra de VE. Subsidios a empresas de transporte comercial y taxis	Si, Desarrollo en investigación y tecnologías VE	Programa de Zonas Urbanas Ambientales (restricciones a vehículos contaminantes)	Si, Planes municipales E-Laad, Holanda Conocimiento de la Plataforma de Infraestructura de Carga Pública	El Public-Private-Cooperation Automotive, posterior-mente llamado High Tech Automotive Systems Programme (HTAS)	En 2020 reducir el 20% GEI año referencia 1990. Al 2025 50% de vehículos ligeros sean eléctricos. Acuerdo de Crecimiento Sostenible, transporte sin emisiones al 2050

Cuadro 6A.7.2. Países con experiencia en electromovilidad

País	Plan Nacional de EM	Transporte Público Eléctrico	Incentivos de Gobierno	Industria - Nacional de Vehículos Eléctricos	Estacionamiento, Restricciones de Circulación / Vías exclusivas	Infraestructura de Cargadores Públicos	Iniciativas públicas, privadas y público-privadas	Metas de EM
Francia	Sí	Si, En 2002 proyecto de 100 autobuses eléctricos	Incentivo en la compra de VE Reducción de impuestos a empresas Plan de apoyo a la industria automotriz Programa de Investigación en Transporte Terrestre	Si armadoras como PSA, Peugeot, Citroen y Renault. La sociedad de Vehículos Eléctricos	Paneles de señalización para acceder a estaciones de carga. Certificados ambientales, brinda privilegios en parqueo y tráfico. Desde 2015 las autoridades locales pueden restringir el tráfico en áreas con mala calidad del aire.	2010 programa de instalación de infraestructura de carga. Excepción de impuestos para estaciones de carga	La Sociedad de Vehículos Eléctricos (SVE) es una de las más influyentes y activas Instituciones en la I+D para electromovilidad.	En 2040 se prohíbe la venta de vehículos de combustión interna. Meta de neutralidad al 2050
Chile	Sí	Proyecto Zona Verde para el Transporte en Santiago	Impuesto verde a la compra de vehículos que grava las emisiones. Bono por chatarreo a transporte público al renovar unidad	Programa de etiquetado de VE. Reservas de litio y cobre. Licitación Nacional para AE y AH para el transporte público en Santiago Programa de nuevas concesiones de taxis solo VE		Infraestructura de electrolineras por Enel, Petrobras y Nissan	Proyecto Zona Verde para el Transporte en Santiago (ZVTS), como parte de las Acciones Nacionales de Mitigación Apropiadas (NAMA), por sus siglas en inglés).	En 2050, 40% de vehículos particulares sean y 100% de transporte público sean eléctricos
Australia	No		Descuento en el registro de VE Incentivo a infraestructura de carga	Financiamiento a la investigación y estudios de VE. Centro de Investigación Corporativo e Industrial para el futuro de las Baterías, consorcio Público-Privado para	Descuentos en peajes y estacionamientos	783 estaciones de carga. Primera Super Autopista Eléctrica más larga del mundo. Instalación de una red de estaciones de carga ultrarrápida	La Agencia Australiana de Energías Renovables (Arena) está financiando investigaciones para conocer las preferencias de los consumidores por los vehículos eléctricos la Corporación de Financiación de Energía Limpia (CEF)ha apoyado con capital a empresas con inversiones en vehículos de bajas emisiones	Planes de acción locales. Gobierno de Australia cambiar la flota de gobierno al 2027 que sea 100% VE. Gobierno de Tasmania, Queensland y Australia del sur a impulsar los VE

Cuadro 6A.7.3. Países con experiencia en electromovilidad

País	Plan Nacional de EM	Transporte Público Eléctrico	Incentivos de Gobierno	Industria - Nacional de Vehículos Eléctricos	Estacionamiento, Restricciones de Circulación / Vías exclusivas	Infraestructura de Cargadores Públicos	Iniciativas públicas, privadas y público-privadas	Metas de EM
Colombia	Sí	Se implementó en 2012 el Proyectos de taxis eléctricos en Bogotá y Medellín. Proyecto de buses híbridos en el Sistema Integrado de Transporte Público (SITP) Primer bus 100% eléctrico en el TransMilenio de Bogotá Bus eléctrico en Medellín.	Incentivos económicos de índole tributaria, exclusión del IVA, exoneración al pago de aranceles de VE e híbridos y estaciones de carga y no económicos		Los VE están exentos de las medidas de restricción vehicular tasa preferencial en el cobro por el uso de parquímetros en todo el territorio nacional. Se reglamentó la operación y circulación de las bicicletas eléctricas a nivel nacional.	El proyecto de ley N° 075-2017 establece que los municipios brinden, al menos, cinco estaciones públicas de carga rápida, en Bogotá D.C. deberán existir como mínimo 10	Parte de los buses híbridos que entraron a formar parte de la flota del SITP fueron financiados por el Clean Technology Fund y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	Se proyecta incorporar 570 vehículos híbridos para uso intermunicipal a 2022. para 2030 es llegar a cerca de 600 000 autos eléctricos
Alemania	Sí	Dar apoyo para introducir la electromovilidad en vehículos comerciales y el trasporte publico	Incentivo a la compara de VE. Descuento parcial en impuestos de compra y registro	Armadoras líderes en fabricación de Vehículos Eléctricos BMW, VW, Audi, más de 100 modelos comerciales	El Umweltbonus (bono ambiental)	Programa de expansión de Infraestructura de cargadores públicos instalar, aproximadamente, 15 000 estaciones de carga en todo el país, distribuidas en 5000 estaciones de carga rápida y 10 000 de carga estándar.		Introducir 1 millón de vehículos eléctricos en la carretera para 2020, más de 5 millones en el 2030 y el 2050 prescindir de los de combustión interna
EUA	Sí	Implementar políticas donde los ciudadanos de bajos ingresos puedan acceder a los beneficios de conducir ZEV mediante el uso de buses de cero emisiones para el transporte público, y formando parte de la fuerza laboral del sector.	Incentivo a la compara de VE. Descuento en impuestos de compra y registro	Centro de Investigación Fabricación de vehículos eléctricos	Acceso a carriles de vehículos de alta ocupación (medios de transporte donde viaja más de una persona) Se trata de un carril por el cual se pretende racionalizar el transporte de personas hacia las ciudades.	Infraestructura de cargadores media alta Creación de un corredor de carga. Se ha implementado una red de 61 estaciones de carga rápida a lo largo de las carreteras más importantes	En 2013 california asumió el compromiso de trabajar con los estados de Connecticut, Maryland, Massachusetts, Nueva York, Oregon, Rhode Island y Vermont para poner en circulación mínimo 3.3 millones de ZVE	Poner en circulación 5 millones de zero emissions vehicle (ZVE)para el 2030

Cuadro 6A.7.4. Países con experiencia en electromovilidad

País	Plan Nacional de EM	Transporte Público Eléctrico	Incentivos de Gobierno	Industria - Nacional de Vehículos Eléctricos	Estacionamiento, Restricciones de Circulación / Vías exclusivas	Infraestructura de Cargadores Públicos	Iniciativas públicas, privadas y público-privadas	Metas de EM
China	Sí	Los gobiernos locales han tomado medidas para reemplazar autobuses convenciones por eléctricos Operan 250000 autobuses eléctricos fabricados por chinos	Incentivo a la compara de VE. Descuento en impuestos de compra y registro Menor precio para la carga de VE Disminución de impuestos a empresas de trasporte público	Participación del Estado en la Fabricación de vehículos eléctricos El gobierno chino ha impuesto una serie de medidas para proteger la industria de NVE local	Restricciones al uso de los vehículos convencionales, hasta por 3 días. Los VE están exentos de esto.	Infraestructura de cargadores media alta	La National Development and Reform Commission (China) NDRC en cooperación con el Ministerio Federal del Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania (BMU), establecieron un convenio para reciclar baterías	De las 159,000 estaciones de carga existentes a cinco millones en 2020.
México	Sí	Programa de chatarrización con vehículos de más de 10 años para la adquisición de un VE Dina fabrica autobuses eléctricos de batería, para ser incorporados al Servicio de Transportes Eléctricos (STE)	Otorga beneficios a los consumidores tanto a nivel estatal como federal. Desde 2015 no pagan impuesto (ISAN) No pagan tenencia ni verificación Deducción de ISR por adquisición de vehículos eléctricos	Fabricación nacional de autobuses Eléctricos la empresa Dina, que tiene experiencia en el ensamblaje y comercialización de trolebuses desde 2013. sus competidores son Volvo Y Yutong. La empresa Vehículos Eléctricos Corporativos ha creado autobuses de más de 100 pasajeros	la Ley de Movilidad de la Ciudad de México, tanto los estacionamientos públicos como privados deben facilitar espacios exclusivos para vehículos con placa de matrícula verde	Instalación de medidores diferenciados para la carga de automóviles eléctricos enchufables. Schneider Electric y el gobierno de la Ciudad de México, han instalado 250 estaciones de carga gratuita en lugares públicos.	México es el único país latinoamericano en implementar el Programa taxis cero emisiones.	Incrementar la participación de mercado, en 2040 al 50%. Instalar corredores eléctricos en la Ciudad de México, Monterrey, Guadalajara y Saltillo Aumentar la producción de VE de empresas nacionales Introducir taxis eléctricos en los 18 municipios conurbados

Situación actual en México

La GD y la electromovilidad actualmente son dos variables que se han adicionado poco a poco a la matriz energética del sector energético, ambas con potenciales de desarrollo sobre todo en el uso y aprovechamiento eficiente de la energía para los usuarios del servicio eléctrico en los sectores residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y alta tensión.

Políticas Públicas

México ha publicado diferentes documentos tendientes a impulsar el uso masivo de tecnologías de GD y electromovilidad los cuales se mencionan a continuación (ver Figura 6A.4).

El decreto de Reforma a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), en Materia de Energía, publicada en el Diario Oficial de

la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013, tiene por objetivo incrementar la competitividad y la capacidad productiva del país a través de la atracción de inversión en el sector energético que fomente la eficiencia económica, el beneficio social y el cuidado del medio ambiente.

Se publicó en el DOF el 11 de agosto de 2014, la Ley Secundaria de la Industria Eléctrica (LIE). Su objeto es regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución y otras actividades de la industria eléctrica. Se reconoce la figura de Generación Distribuida como una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado. En cuanto al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) se instruye incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzca el costo total de provisión del suministro eléctrico o eleven la eficiencia, confiabilidad calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicará normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo en materia de Redes Eléctricas Inteligentes y Generación Distribuida atendiendo la política establecida por la Secretaria de Energía (SENER).

La Ley de Transición Energética (LTE) publicada en el DOF el 24 de diciembre de 2015, tiene como propósito regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en el campo de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos. Dicha Ley busca la utilización de fuentes renovables de energía, así como contribuir en la satisfacción de la demanda en el SEN, reduciendo la dependencia a los combustibles fósiles y por tanto disminuir gradualmente los gases efecto invernadero. En lo que corresponde a energías limpias, el artículo tercero transitorio de la LTE mandata a la SENER a fijar como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024 y la publicación de diferentes instrumentos normativos.

El 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento a la Ley de la Industria Eléctrica, el cual en su artículo 5, inciso I, establece que para la elaboración del PRODESEN se deberán tomar en cuenta, los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica, incluir mecanismos de promoción de energías limpias.

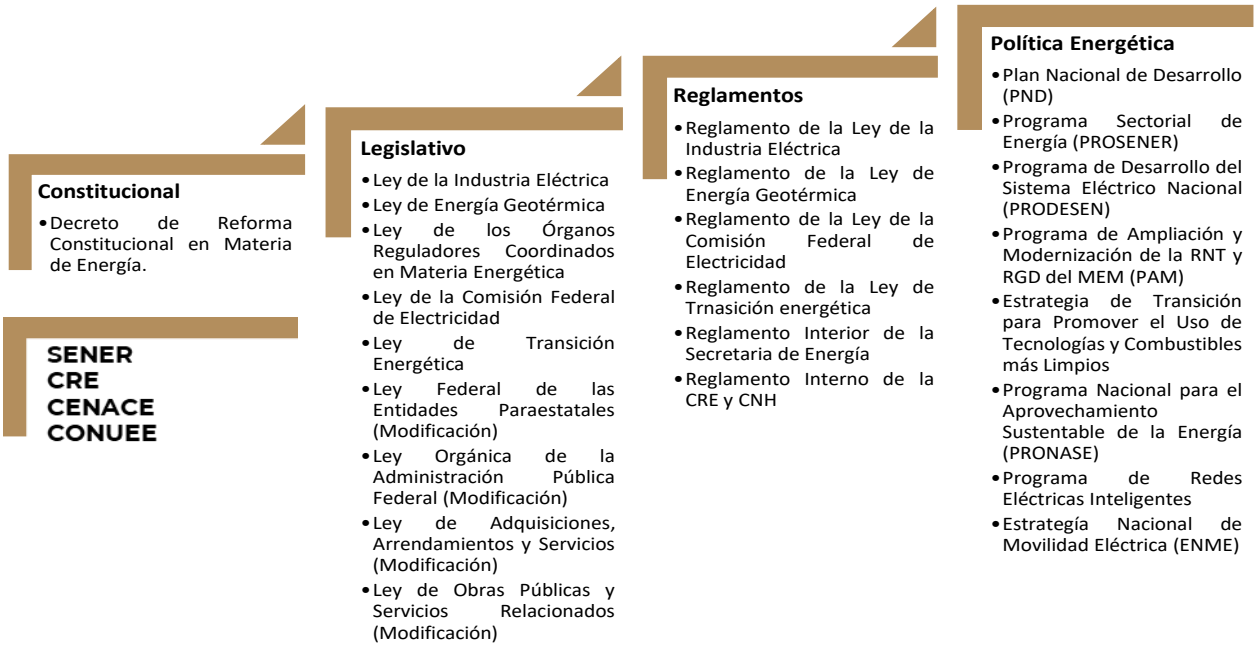
Acorde con el Reglamento Interior de la Secretaría de Energía en su artículo 13, fracción II, tiene las facultades para emitir políticas necesarias en materia de Redes Eléctricas Inteligentes y Generación Distribuida. Las políticas públicas[76] consideradas tienen un horizonte de corto, mediano y largo plazo.

Por tanto, la SENER publicará el Programa Especial de la Transición Energética; Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Ésta

[76] Política pública para promover la Generación Distribuida en México - 2018, SENER.

contendrá metas a fin de que el consumo de energía eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan a la eficiencia energética y una participación creciente de generación con energías limpias; el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) donde se establecerá la meta de eficiencia energética; El Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI).

Figura 6A.4. Disposiciones Legales y Regulatorias



El 7 de febrero de 2020 en el DOF se publicó la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles (Estrategia) más Limpios[77], es el instrumento de la política nacional en el mediano y largo plazo en materia de obligaciones de energías limpias y aprovechamiento sustentable de la energía, para promover que la generación eléctrica con fuentes de energía limpias e impulsar la eficiencia energética en el mercado eléctrico a través del uso de tecnologías como la electromovilidad. Tiene tres objetivos principales: establecer las metas y la hoja de ruta para la implementación de dichas metas; fomentar la reducción de emisiones contaminantes originadas por la industria eléctrica; reducir, bajo criterios de viabilidad económica, la dependencia del país de los combustibles fósiles, como fuente primaria de energía. Contempla dos periodos de planeación 15 años (mediano plazo) y 30 años (largo plazo).

De acuerdo con la Estrategia la tecnología fotovoltaica ha impulsado con gran intensidad a la Generación Distribuida, por lo que se estima que el potencial de generación en términos de irradiación solar y de disponibilidad de techos es de 84 GW. Lo anterior considera las 29 ciudades más grandes de México con superficies de 10,000 km^2

[77] DOF, 07 de febrero de 2020.

y una disponibilidad en forma de techos de solo el 10.0% de la superficie. Contempla que el sector residencial puede suministrar hasta el 70.0% de su consumo eléctrico mediante una capacidad de 25 GW de techos solares que se pudieran alcanzar en el año 2030[78].

La Estrategia menciona que las mejoras tecnológicas de equipos eléctricos han llevado a tener un mayor nivel de eficiencia energética para proveer de un servicio, de tal manera que las tecnologías del autotransporte a partir de combustibles fósiles han tenido una evolución hacía el uso vehículos eléctricos recientemente, para migrar del uso de hidrocarburos hacía un aprovechamiento de la electricidad como combustible primario en el parque automotor. Los motores eléctricos pueden convertir más del 90.0% de la energía en movimiento, mientras que los motores a gasolina no llegan más allá de un 45.0% de eficiencia.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) tiene por objeto diseñar y desarrollar programas de acciones que propicien el uso óptimo de energía en procesos y actividades de la cadena energética nacional; fortalecer la regulación de la eficiencia energética para aparatos y sistemas consumidores de energía fabricados y/o comercializados en el país; fortalecer los sistemas e instancias de gobernanza de la eficiencia energética a nivel federal, estatal y municipal e integrando instituciones públicas, privadas, académicas y sociales; contribuir en la formación y desarrollo tecnológico en eficiencia energética. Una de sus metas establece el indicador "Índice de Intensidad energética", el cual mide la cantidad de energía necesaria para producir un peso del PIB. El indicador mide la capacidad que tiene el estado de mantener un crecimiento económico sin ver comprometidos sus recursos energéticos a través de acciones de ahorro y uso de eficiencia energética.

La Hoja de Ruta en Materia de Eficiencia Energética, establece las directrices que impulsarán el aprovechamiento sustentable de la energía en el país, como elemento que refuerza las políticas de seguridad estratégica, estableciendo objetivos, estrategias, y líneas de acción. Indica en su Escenario de Transición Energética el sector transporte presenta el mayor potencial de reducción de la demanda de 50.0%, lo cual se logrará con el uso de tecnologías de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía en el transporte público, de mercancías y vehículos ligeros. La meta de eficiencia energética establece reducción paulatina de la tasa anual promedio de la intensidad de consumo final de energía.

El Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI) tiene como objetivo apoyar la modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, facilitando la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, la provisión de servicios adicionales a través de sus redes, de la Energía Limpia y la

[78] Ibidem

Generación Limpia Distribuida, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los Usuarios Finales y el Sistema Eléctrico Nacional. El PREI considera que las tecnologías con mayor participación serán la hidráulica, eólica, solar, geotermia y nuclear. Además, establece los beneficios de integrar generación renovable, Generación Distribuida, facilitar la provisión de servicios adicionales y la integración de los vehículos eléctricos y fuentes de almacenamiento.

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica establece las bases y pautas sobre los requerimientos y las prioridades técnicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como los esquemas de incentivos, que permitan impulsar y proporcionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible. Así como objetivos específicos: disminuir la contaminación urbana proveniente de vehículos de combustión interna impulsando el desarrollo social, así mismo la mejora de la calidad de vida de los grupos vulnerables y la accesibilidad a mejores oportunidades para su desarrollo integral; ayudar con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones establecidas en la contribución nacionalmente determinada (NDC) para mitigar el riesgo del impacto en zonas de extrema vulnerabilidad del país; aprovechar de manera estratégica los sistemas de movilidad existentes para optimizar el consumo energético e impulsar el uso de energía proveniente de fuentes renovables; impulsar esquemas de movilidad inteligente y sustentable a través de la incorporación de innovaciones tecnológicas y alternativas modales en el marco de la creación de ciudades inteligentes que impacten de manera positiva en los usuarios de transporte público, peatones y ciclistas; promover el desarrollo de la industria nacional de vehículos de transporte híbridos y eléctricos para el posicionamiento de México como centro de fabricación de vehículos eléctricos a nivel regional.

Adicional a las políticas se cuenta con una serie de incentivos directos para el apoyo a la Generación Distribuida a través de programas: El Programa de Financiamiento para Acceder a Tecnologías de Energías Renovables para Generación Eléctrica Distribuida (CSOLAR, antes FATERGED); Programa de Apoyo a la Generación Distribuida, con recursos del Fondo para la Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE); Hipoteca Verde.

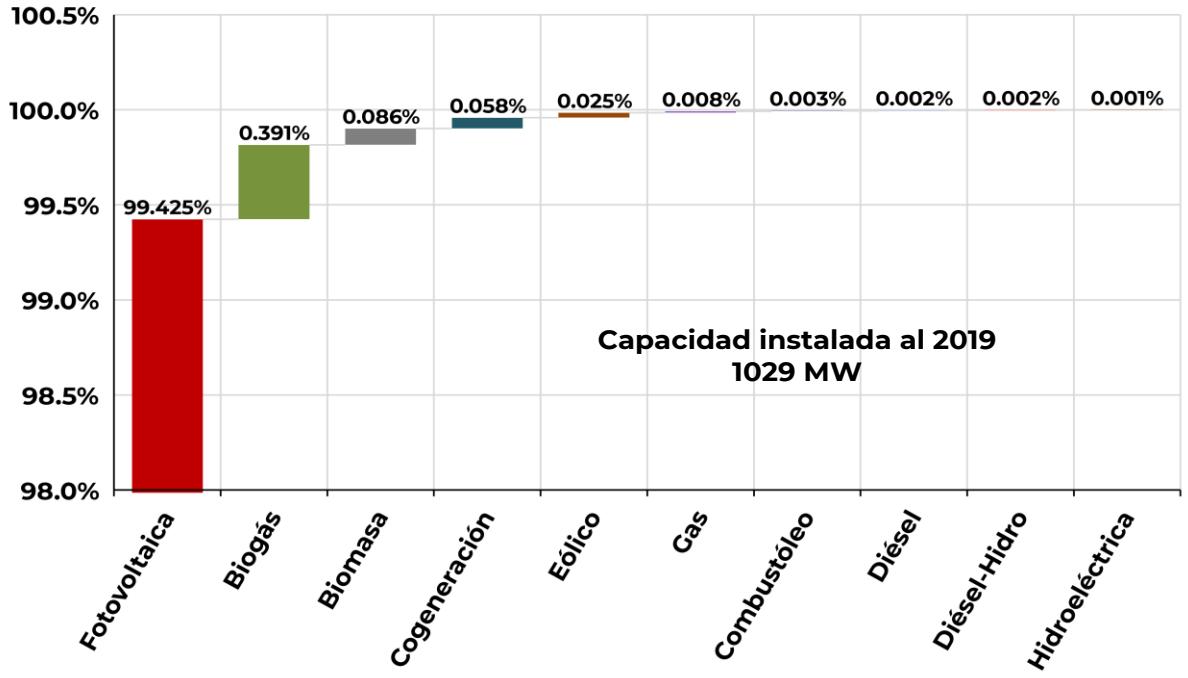
Estos incentivos tienen diferentes fines como obtener mayor capacidad instalada en menor tiempo, electrificación de zonas rurales, reducción de subsidios específicos (tarifa doméstica) o la promoción de sistemas con capacidad específica (menores a 10 kW).

Generación Distribuida 2019

La Generación Distribuida se ha convertido en una forma eficiente de abastecer a un cúmulo de consumidores en el SEN, en primera instancia a aquellos clientes que no tienen acceso a la red de servicio público de energía eléctrica y que eran abastecidos por generación aislada a pequeña escala a base de diésel, a consumidores con altos consumos de energía eléctrica, recientemente a empresas pequeñas con espacios para instalar estas tecnologías.

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 en cuatro usuarios del sector residencial, en la zona Mexicali de la GCR Baja California (BC), a partir del primer sistema de GD instalado al final del mismo año la capacidad instalada se ubicó en 0.003 MW en la misma GCR. En la Figura 6A.5 se muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2019.

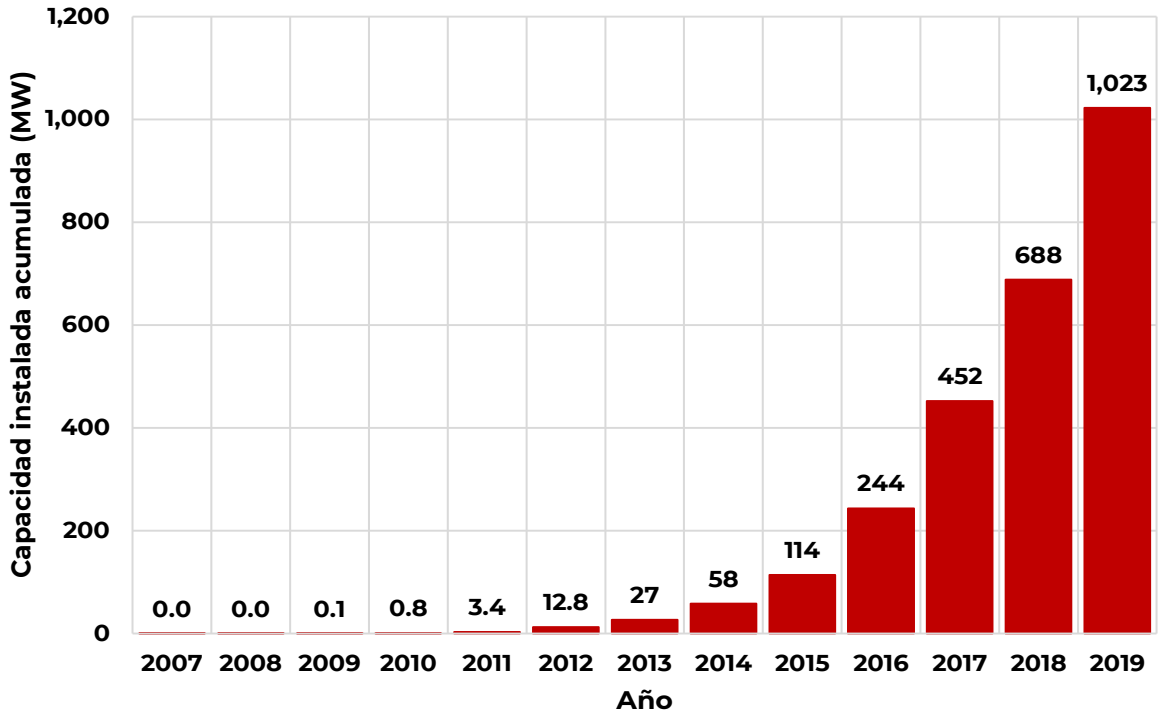
Figura 6A.5. Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida por tipo de tecnología al 2019



En 2010 se instaló 8 kW de capacidad instalada en sistemas eólicos de GD, en 2011 se integró 1,263 kW de sistemas de biogás, en 2012 se integró 60 kW de sistemas de biomasa, finalmente durante 2019 se registraron los primeros sistemas de GD a base de combustóleo con 32 kW, gas con 77 kW, agua con 9 kW, cogeneración con 593 kW, diésel con 20 kW, y combinación diésel–agua con 20 kW.

Debido a que el 99.4% de la capacidad instalada de GD en el SEN se refiere a sistemas fotovoltaicos, la energía generada en 2019 fue de 337 MWh. En adelante se presentará lo relacionado con dicha tecnología que ha resultado la más rentable y con mayor utilización en México. En la Figura 6A.6 se presenta la evolución de capacidad instalada acumulada de 2007 a 2019.

Figura 6A.6. Evolución capacidad instalada acumulada (MW) de los sistemas fotovoltaicos 2007-2019



De acuerdo con la información de la Comisión Reguladora de Energía[79], la capacidad instalada se conforma de 74.6% de Generación Distribuida y 25.4% de contratos de pequeña y mediana escala.

Del total de contratos reportados hasta 2019 el 77.2% representa la Generación Distribuida y el 22.8% es de contratos de pequeña y mediana escala. Los estados con mayor número de contratos son: Jalisco (27,371), Nuevo León (13,368), Chihuahua (9,509), Ciudad de México (7,927), Michoacán (6,247) y Yucatán (6,148) mismos que concentran el 54.3% del total de contratos.

En cuanto a la capacidad instalada, Jalisco es líder con 157.94 MW, seguido de Nuevo León con 115.58 MW y el Estado de México con 85.64 MW. Le siguen la Ciudad de México y Chihuahua con 69.87 MW y 63.76 MW, respectivamente. Estos estados en conjunto albergan el 50.5% de la capacidad instalada.

Por lo que corresponde a las solicitudes de GD recibidas en 2019[80], la GCR con la mayor proporción de solicitudes fue la Occidental con 38.5%, le sigue la Noreste con 14.6% y la Central con 12.8% estas tres gerencias representan el 65.9% del número de solicitudes totales, Figura 6A.7.

Del total de solicitudes, la mayor parte de ellas se encuentra entre 1 y 5 kW de capacidad instalada, y esto representa el 65.4%. Y por el contrario las solicitudes de mayor capacidad entre 250 y 500 kW son únicamente el 0.4%[81], Figura 6A.8.

[79] Evolución de Contratos de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida (junio 2020), CRE.

[80] Micrositio Estadísticas CRE

[81] Ibidem

Figura 6A.7. Solicitudes totales por GCR en 2019

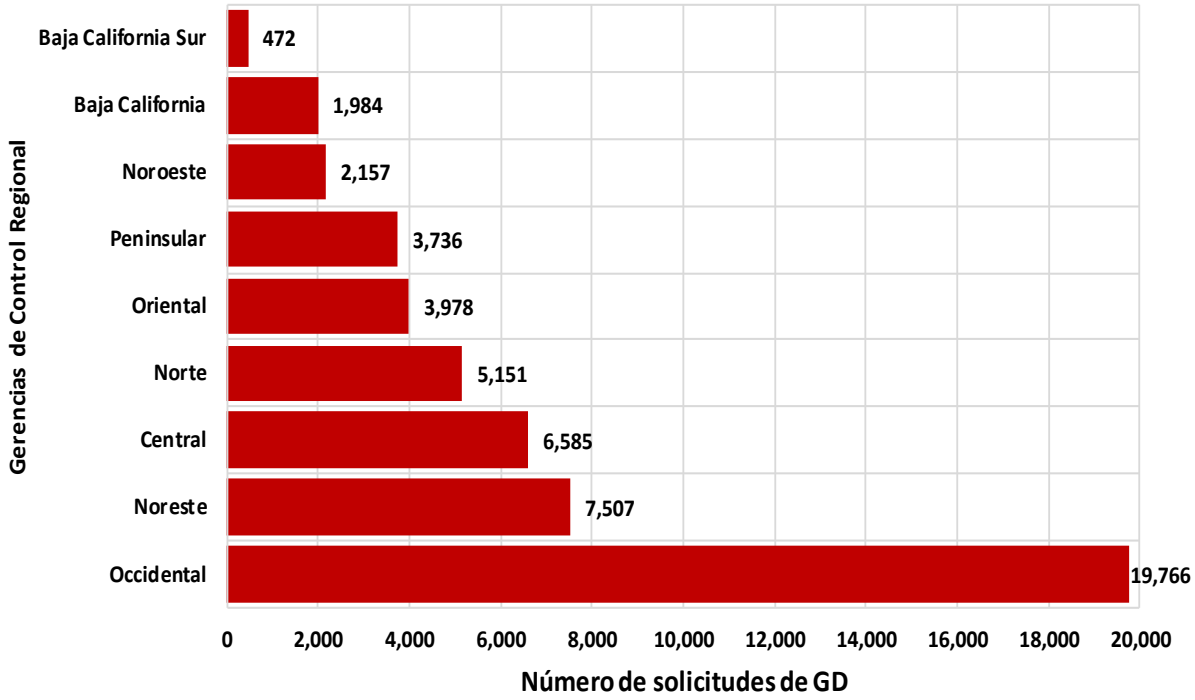
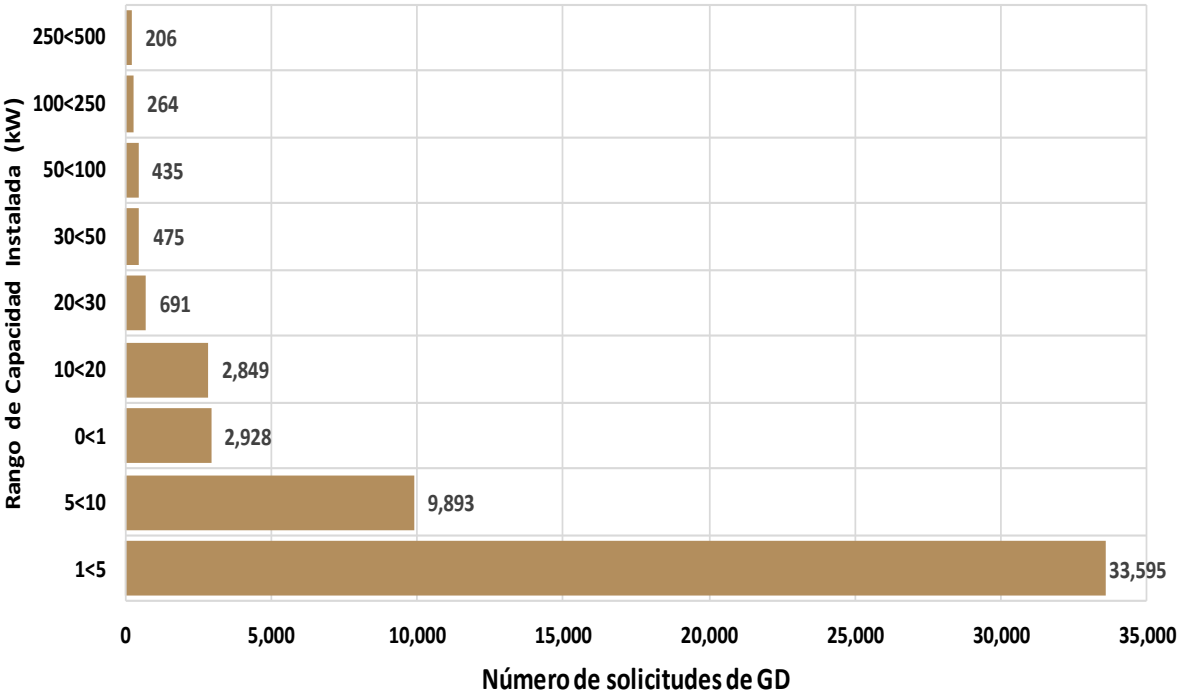
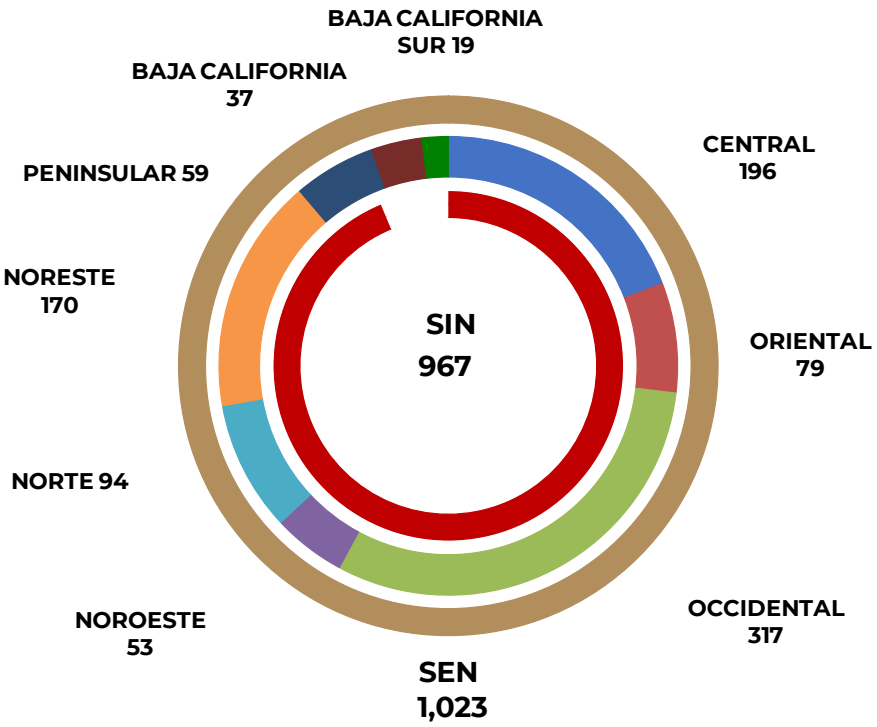


Figura 6A.8. Solicitudes por rangos de capacidad instalada (kW) en 2019



En la Figura 6A.9 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 31% y en menor porcentaje se encuentran Baja California y Baja California Sur con 3.6% y 1.8%, respectivamente.

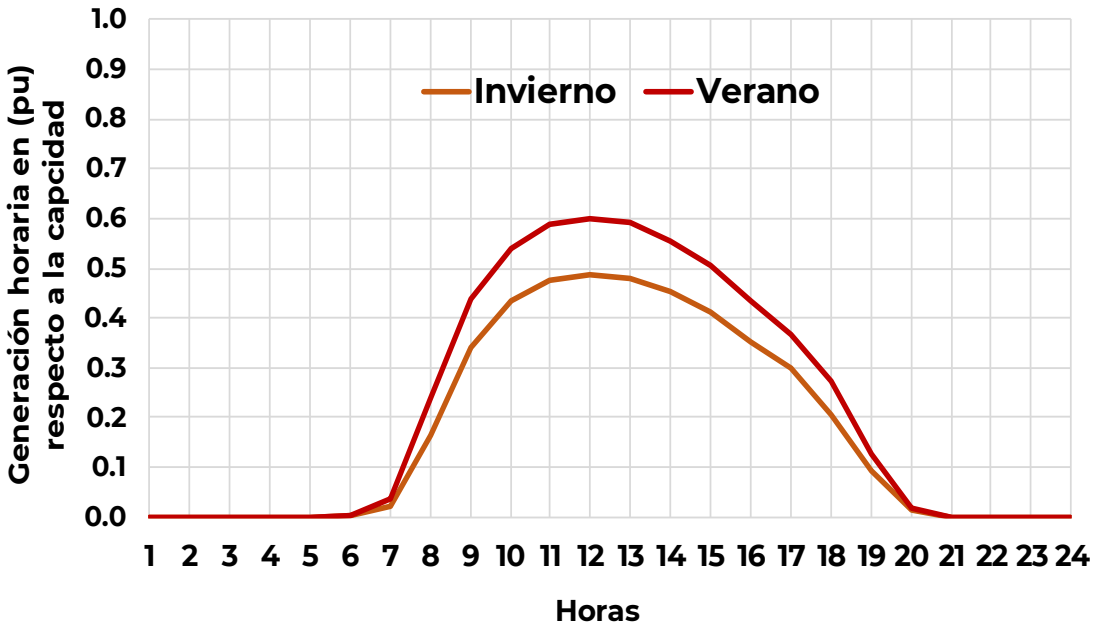
Figura 6A.9. Generación Distribuida fotovoltaica (MW) acumulada del 2019



La aportación de la GD fotovoltaica al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de insolación. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes centrales del SEN — se evitan emitir emisiones de bióxido de carbono equivalente al medio ambiente — y al no inyectarse a la Red Nacional de Transmisión para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas técnicas en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los centros de carga locales.

El factor de planta (FP) en un sistema de GD indica el porcentaje de electricidad generada real en un periodo de tiempo (generalmente un año) respecto a la generación total a capacidad máxima en el mismo periodo de tiempo. El FP de la GD de un sistema fotovoltaico en el SEN depende de la región donde se instale, siendo las GCR del norte la que mejor desempeño presentan con un factor de planta de 22.0%, y las que menor factor de planta tienen son las GCR del centro con 19.9%. En la Figura 6A.10 se presenta el comportamiento típico horario de la GD de un sistema fotovoltaico en invierno y en verano.

Figura 6A.10. Generación horaria en p.u. de un sistema fotovoltaico GD



Electromovilidad 2019

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y a la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para 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[82].

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, tanto a nivel federal como estatal, se han creado distintos incentivos para fomentar el uso de vehículos eléctricos, a partir de 2015 los vehículos eléctricos no pagan el impuesto sobre automóviles nuevos (ISAN), así mismo como la implementación de un programa para la colocación de medidores eléctricos separados con cargadores en la modalidad lenta de hasta 10 kW en domicilios de clientes con vehículos eléctricos (electrolineras), al inscribirse el usuario a este programa accede a una tarifa eléctrica diferenciada para la carga de baterías para la movilidad eléctrica. En la Ciudad de México y el Estado de México, los vehículos eléctricos están exentos del programa "Hoy no circula" que establece medidas que limitan el flujo vehicular al igual que la verificación vehicular de cada semestre[83].

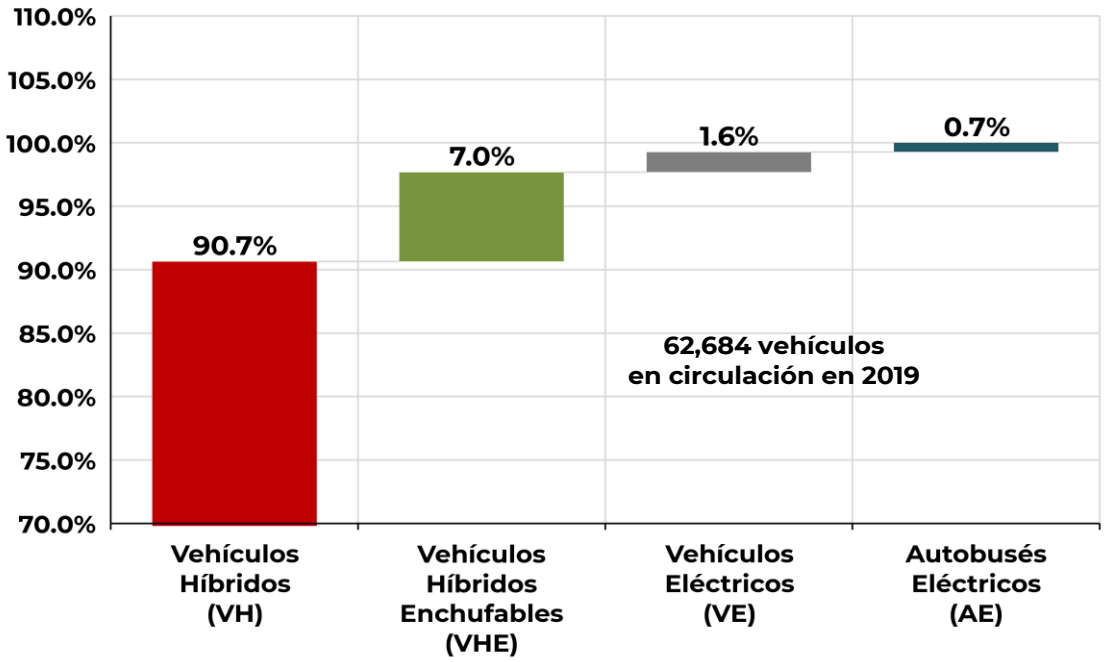
[82] Escenario de Transición Energética Soberana (TES) y Estrategia Nacional de Movilidad (ENM).

[83] Movilidad Eléctrica, oportunidades para Latinoamérica, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

En 2019 se vendieron 25,608[84] vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 1.9% del total de vehículos automotores comercializados en México y las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 35.1% y el 17.4% respectivamente (cerca de 13 mil 500 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.3% y el 5.1% cada una.

Es así como el acumulado al 2019 (ver Figura 6A.11) es de 62,684 vehículos de la categoría eléctricos, de los cuales el 90.7% son VH, 7.0% VHE, 1.6% VE y 0.7% vehículos de Transporte de carga de mercancías en ciudad.

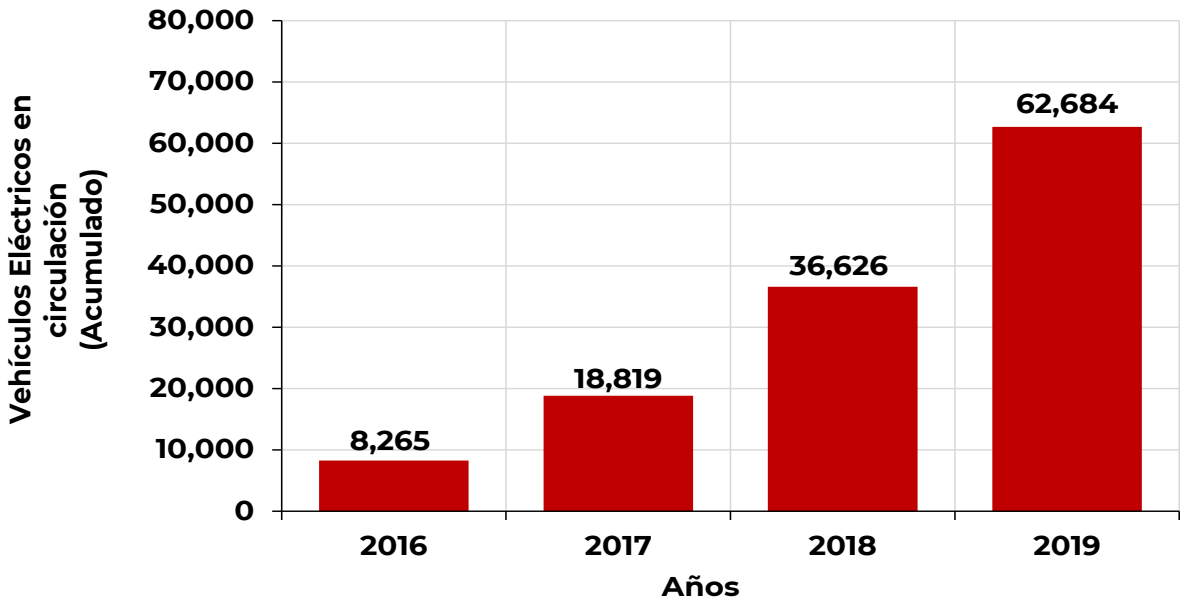
Figura 6A.11. Vehículos híbridos y eléctricos en circulación 2019



En la Figura 6A.12 se presenta la evolución de los vehículos que se encuentran en circulación en todo el país 2016-2019, los cuales se incrementaron 6.6% en 2019 respecto a los 8,265 vehículos registrados en 2016. El consumo eléctrico de los vehículos eléctricos en circulación se estimó en 7.5 GWh al año.

[84] Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, agosto de 2020. INEGI.

Figura 6A.12. Evolución de los vehículos híbridos y eléctricos en circulación 2016-2019



Electromovilidad Transporte Público

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, desde hace 50 años inició su operación el Sistema de Transporte Colectivo Metro[85] en la Ciudad de México, actualmente cuenta con más de 226 kilómetros y 195 estaciones distribuidas en 12 líneas por las que circulan más de 5.5 millones de personas por día; se tiene una Línea de Tren Ligero al sur de la ciudad que cuenta con 13 km, 18 estaciones; así como la Red de Trolebús[86] con 8 líneas con 203.6 km, con más de 290 trolebuses operando diariamente.

En 2008 entró en operación el tren suburbano[87] en la Ciudad de México que ocupa trenes eléctricos con catenarias, en su primera etapa con 27 km de longitud, con 7 estaciones, conecta al centro de la Ciudad de México con la zona conurbada del Norte de la Ciudad (cuatro municipios del Estado de México), se desplazan hasta 300 mil pasajeros por día.

En la Ciudad de México en 2019 se adquirieron 63 nuevas unidades de trolebuses[88] que iniciaron operaciones en enero del 2020, y están en fase de pruebas 80 unidades que llegaron en agosto del 2020 con lo que se estima atender arriba de 180 mil pasajeros todos los días, reducir los tiempos de espera en un 50 por ciento. Además de promover la electromovilidad con un medio de transporte rápido, seguro, sustentable y con un impacto ambiental cero emisiones

Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey[89] que opera desde 1991 actualmente cuenta con 2 líneas, 32 estaciones, con una longitud total de vía de 18.8 km, su diseño estructural cuenta con tramos elevados, secciones subterráneas y

[85] STC Metro, 2020.
[86] www.ste.cdmx.gob.mx
[87] Suburbano. La vía rápida al bienestar.
[88] www.semovi.cdmx.gob.mx
[89] Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2020

superficiales transportando a más de 300 mil personas diariamente de una forma segura, confiable, confortable, sustentable mejorando así la calidad de vida de la población.

Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano[90] que inició operación en 1989, actualmente cuenta con poco más de 25 km, 2 líneas, 30 estaciones de superficie y túnel, cruza la ciudad en un tiempo promedio de 30 minutos, transportando a más de 272 mil personas diariamente con un servicio eficiente y de calidad, amigable con el medio ambiente.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 613 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo final del SEN de 2019.

Electromovilidad Transporte de carga interurbano

Son épocas en los que el medio ambiente forma parte significativa en los objetivos de las corporaciones, por lo que las compañías dedican mayores esfuerzos por incorporar movilidad ecológica en su parque vehicular. Algunos otros beneficios de las empresas al incluir electromovilidad en la logística de servicios urbanos son: ahorros operativos, al no realizar gastos en combustibles con hidrocarburos, reducir mantenimientos preventivos y correctivos, reducir pagos de impuestos y circular sin restricciones en las zonas urbanas[91].

En México existen empresas encaminadas en la transformación a la movilidad sustentable. Por ejemplo, Grupo Bimbo, cuenta con 41 vehículos híbridos utilitarios para labores de supervisión en la Ciudad de México, dispone en operación, de tractores eléctricos que ya trabajan. También presenta una flotilla de 100 unidades de vehículos híbridos y eléctricos que son utilizados para reparto, supervisión y maniobras en planta[92] los cuales se suman a los 400 ya existentes en su red de distribución. Cada una de estas unidades evitará la emisión de más de 5.1 toneladas de CO_2 al año. Coca Cola FEMSA embotellador y comercializador de bebidas multicategoría, cuenta con 52 vehículos eléctricos de reparto cero emisiones en áreas limitadas para vehículos pesados[93]. Con una eliminación de 4.8 toneladas de CO_2 al año por vehículo. Por otro lado, FEMSA a través de Solistica y Grupo QUIMMCO presentaron el primer prototipo de vehículo eléctrico y están en construcción 5 unidades más las cuales serán utilizadas para el servicio de reparto de Coca Cola, Oxxo y Heineken[94], cuyo tren motriz, cien por ciento eléctrico contribuye a mejorar la calidad del aire en las áreas urbanas.

Grupo Modelo inició en abril del 2019 un periodo de prueba de tres meses de un camión eléctrico fabricado por la empresa china BYD (Build your Dreams), el cual será utilizado para reparto en la Zona Metropolitana del Valle de México[95]. Grupo Pepsico empresa de alimentos y bebidas, tiene

[90] SITEUR, 2020
[91] www.t21.com.mx/automotriz/2020/07/27/ezero-electrifica-ultima-milla-mexico
[92] www.autotransporte.mx/bimbo/bimbo-la-flotilla-electrica-mas-grande-de-mexico
[93] www.coca-colafemsa.social/coca-cola-femsa-movilidad-sostenible
[94] www.femsa.com/es/sala-de-prensa/comunicado/femsa-a-traves-de-solistica-y-grupo-quimmco-presentan-su-vehiculo-electrico
[95] www.puntoporpunto.com/secciones/punto-de-encuentro/empresas-migran-a-vehiculos-sustentables

como misión reinventar la forma en la distribución de sus productos actualmente cuenta con 190 camiones híbridos eléctricos para reparto de mercancías[96]. Grupo Maseca (GRUMA) interesada por un desempeño sustentable en su operación dando prioridad a minimizar su huella de carbono y ampliar sus rangos de eficiencia en cuanto a consumo de combustible, además de proteger su viabilidad operativa, adquirió 30 camiones modelo 816 con tren motriz hibrido con los cuales eleva a 100 unidades su flota vehicular con este tipo de configuración.

Estrategias para fomentar la Generación Distribuida y Electromovilidad

México se encuentra en proceso de actualización de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica publicada en 2018, así también prepara una iniciativa de Ley en materia de Movilidad Eléctrica, la cual seguramente contendrá lineamientos para poder incentivar el uso de vehículos eléctricos sobre vehículos de combustión interna, al generar condiciones favorables para la inversión pública y privada; y de esta manera 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, de igual manera ampliar la red de taxis eléctricos del Valle de México, mejorar vías de comunicación, mejorar los centros nodales de transporte, aprovechar las tecnologías de sistemas y explotación de información, crear las primeras normas oficiales mexicanas para vehículos eléctricos y movilidad eléctrica, impulsar esquemas de incentivos para la compra y el uso de vehículos eléctricos respecto a vehículos de combustión interna, el establecer metas a corto, mediano y largo plazos, pero sobre todo establecer los lineamientos para que México pueda generar sus propias capacidades en materia de movilidad eléctrica.

La IEA[97] indicó, que un buen desarrollo y masificación de la electromovilidad depende de las políticas de soporte que desarrollen e implementen los Gobiernos como: construir nuevas regulaciones de VE; desarrollo de capacidades; soporte en la infraestructura de cargadores de acceso público; apoyar a la industria nacional en la investigación, desarrollo, construcción y compra de vehículos eléctricos (crear demanda y mercado), para ser fuertes competidores de marcas extranjeras; diseño de apoyos de incentivos fiscales y no fiscales, como se mencionó en los casos de éxito del apartado de panorama internacional

En materia de GD existen grandes oportunidades para implementar estrategias que motiven el despliegue masivo de este tipo de generación en México, recordando que una de las definiciones de esta forma de generación, es la generación in-situ, que otorga las siguientes ventajas, por un lado, los beneficios en la tarifa de consumo, y por otro las percepciones económicas por verter energía al sistema eléctrico. Para mantener o incrementar la GD es importante proponer como una de las primeras estrategias, la instalación de instrumentación homogénea y de alta

[96] Abide

[97] Global EV Outlook 2019, IEA.

tecnología en la GD existente, para obtener una medición detallada y análisis en tiempo real de flujos de energía, es decir 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 de distribución. De esta forma se motivará la incorporación de nueva GD al agregar valor, transparencia y confiabilidad en la operación. Diseñar programas con fuentes de energía 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 se cumpla con estándares de optimización y flexibilidad en la conexión al sistema eléctrico y así obtener los mayores beneficios en la producción de electricidad. 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 y la cooperación imprescindible de la iniciativa privada.

Las estrategias para fomentar la GD deberán ser revisadas y redireccionadas según los avances de implementación o en su caso generar nuevas estrategias según lo demande el desarrollo del país. 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.

Prospectiva Generación Distribuida 2020-2034

En este apartado se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada, la generación aportada a las redes generales de distribución 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 2020-2034

En la Figura 6A.13 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD fotovoltaica para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que la capacidad instalada de 1,023 MW registrada en 2019, para el 2034 se ubicará en 8,137 MW para el escenario de planeación y 12,447 MW para el escenario alterno.

La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2034 se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Central y Noreste presentan la mayor participación con 18.5%, 17.9% y 17.4% cada uno respectivamente, y la GCR con menor participación es BCS con 0.6%, como se indica en la Figura 6A.14.

Figura 6A.13. Evolución de la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida 2016 – 2034

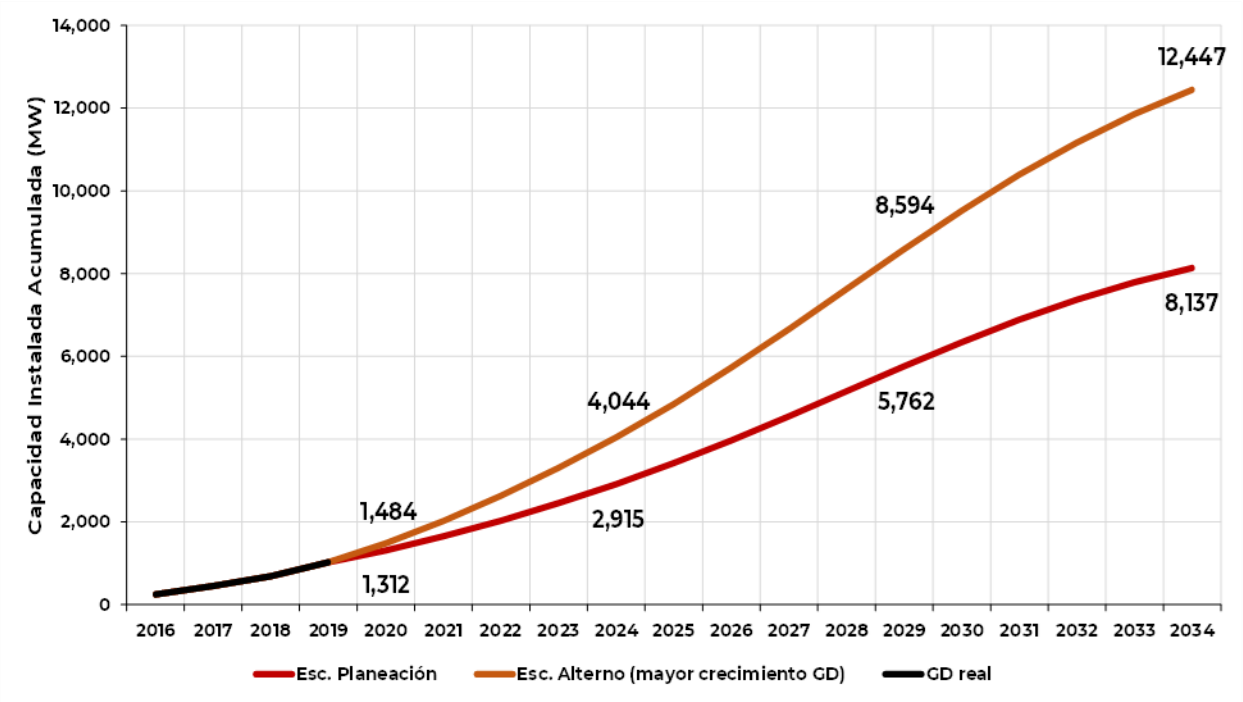
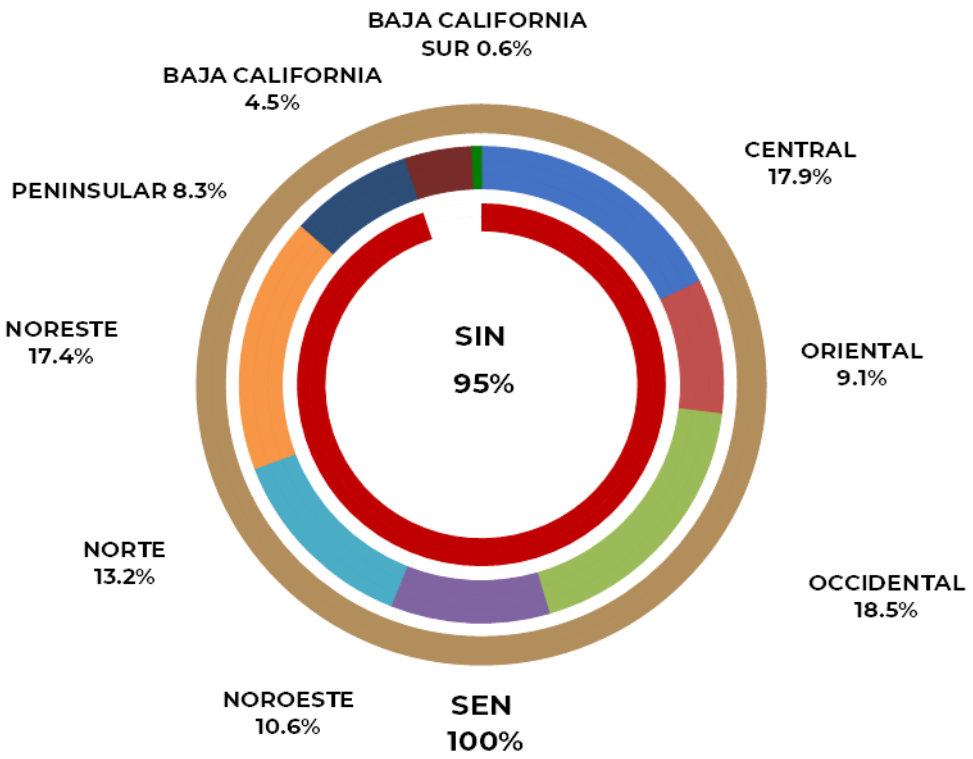


Figura 6A.14. Distribución capacidad instalada acumulada por GCR en 2034



Generación Distribuida en municipios de México

El suministro de energía eléctrica trae consigo beneficios sociales como: salud, vivienda y educación, condiciones que ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y elevar la calidad de vida de los habitantes.

La propuesta de instalación de Generación Distribuida en México considera las Entidades Federativas con municipios que tienen menos de 2500 habitantes[98] (comunidades rurales), con porcentaje en situación de pobreza más altos[99], con viviendas que no disponen de energía eléctrica y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado[100], bajo estas premisas los municipios con potencial de GD son: Sunuapa, Rosario, San Luis del Cordero, San Pedro del Gallo, Cuautla, Santa María Zaniza, Santos Reyes Yucuná, San Miguel Ixtlán, Tepemaxalco, Bavispe, Aquila, Landero y Coss, Cuncunul, Teya, El Plateado de Joaquín Amaro y El Salvador, Cuadro 6A.8.

Cuadro 6A.8. Municipios rurales con porcentaje en situación de Pobreza

Entidad Federativa	Municipio	Población rural (Habitantes)[1]	Porcentaje de la población rural en situación de pobreza[1]	Porcentaje de viviendas que no disponen de energía eléctrica[2]	Porcentaje de viviendas que disponen de panel solar[2]
Chiapas	Sunuapa	2,310	76.2	2.6	0.0
Chihuahua	Huejotitán	997	76.9	1.6	1.6
Chihuahua	Rosario	2,113	79.0	1.6	1.0
Durango	San Luis del Cordero	2,095	58.4	0.7	0.9
Durango	San Pedro del Gallo	1,491	69.2	1.9	1.0
Jalisco	Cuautla	2,151	34.9	2.0	0.7
Jalisco	Santa María del Oro	2,058	64.0	4.0	11.0
Nuevo León	Los Aldamas	1,292	28.3	0.6	1.7
Nuevo León	Vallecillo	1,631	33.7	2.1	2.7
Oaxaca	Santa María Zaniza	2,304	99.7	2.6	0.0
Oaxaca	Santos Reyes Yucuná	1,423	99.9	2.0	0.0
Puebla	San Miguel Ixitlán	482	97.6	3.5	0.0
Puebla	Tepemaxalco	1,135	96.3	3.1	0.9
Sonora	Bavispe	1,513	45.5	3.9	0.9
Sonora	Nácori Chico	2,097	61.0	10.7	25.1
Tamaulipas	Palmillas	1,758	70.5	4.2	1.8
Tamaulipas	San Nicolás	1,073	77.6	4.5	12.4
Veracruz	Aquila	1,914	94.8	4.7	0.0
Veracruz	Landero y Coss	1,526	82.4	1.7	0.0
Yucatán	Cuncunul	1,596	59.7	1.6	0.3
Yucatán	Teya	1,945	62.1	2.1	0.0
Zacatecas	El Plateado de Joaquín Amaro	1,161	77.0	0.7	0.7
Zacatecas	El Salvador	2,456	74.6	4.3	1.0

1/ Fuente: estimaciones del CONEVAL con base en el MCS-ENIGH 2010, la muestra del Censo de Población y Vivienda 2010, el Modelo Estadístico 2015 para la continuidad del MCS-ENIGH y la Encuesta Intercensal 2015.
2/ Fuente: www.inegi.org.mx (datos del 2015)

[98] www.cuentame.inegi.org.mx
[99] www.coneval.org.mx
[100] Ibidem

Los estados con un promedio de población rural más alto y bajo son Chiapas y Puebla con 2,310 y 809 habitantes. Oaxaca representa al estado con el más alto promedio de porcentaje en situación de pobreza con 99% y una población rural promedio de 1,864 habitantes, mientras que Nuevo León tiene el promedio de porcentaje en situación de pobreza más bajo con el 31% y una población rural promedio de 1,462 habitantes[101].

Generación Distribuida Fotovoltaica e impacto a la curva de demanda del SIN 2020-2034

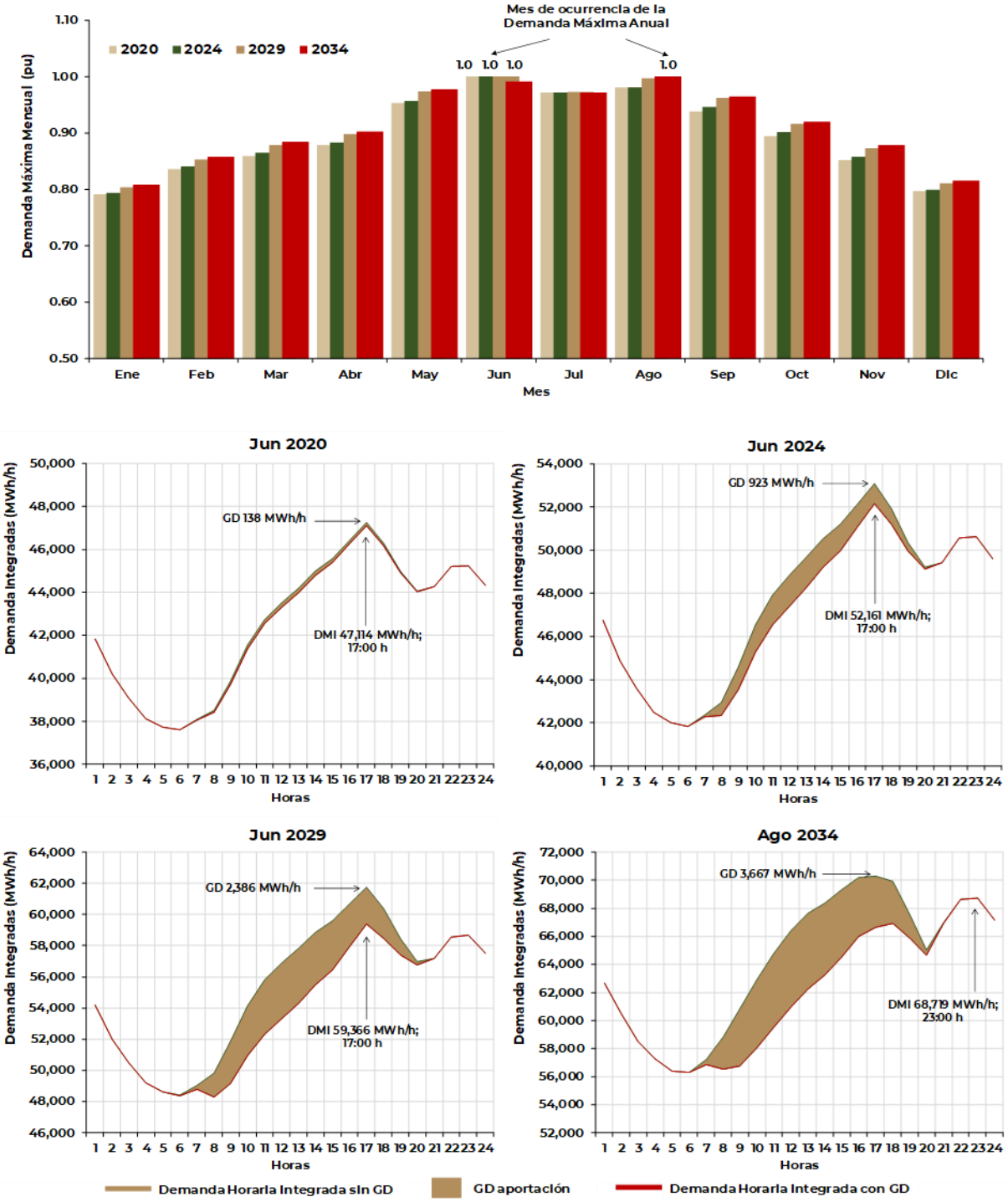
En la Figura 6A.15, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual en por unidad del SIN para los años 2020, 2024, 2029 y 2034. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte este comportamiento cambia debido al efecto conjunto de la Generación Distribuida, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de electricidad a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para 2024 se espera que la capacidad instalada acumulada en el SEN de GD fotovoltaica alcance 2,915 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en 8,137 MW instalados, ver Figura 6A.13.

Esta GD al final del horizonte aportará una demanda coincidente cercana a 3,667 MWh/h en la máxima integrada de la tarde (17:00 h) del SIN, Figura 6A.15. Además, se observa que el impacto de la GD desplaza la demanda máxima anual de la tarde a la noche (22:00 a 23:00 h) a partir del 2030 hasta el 2034.

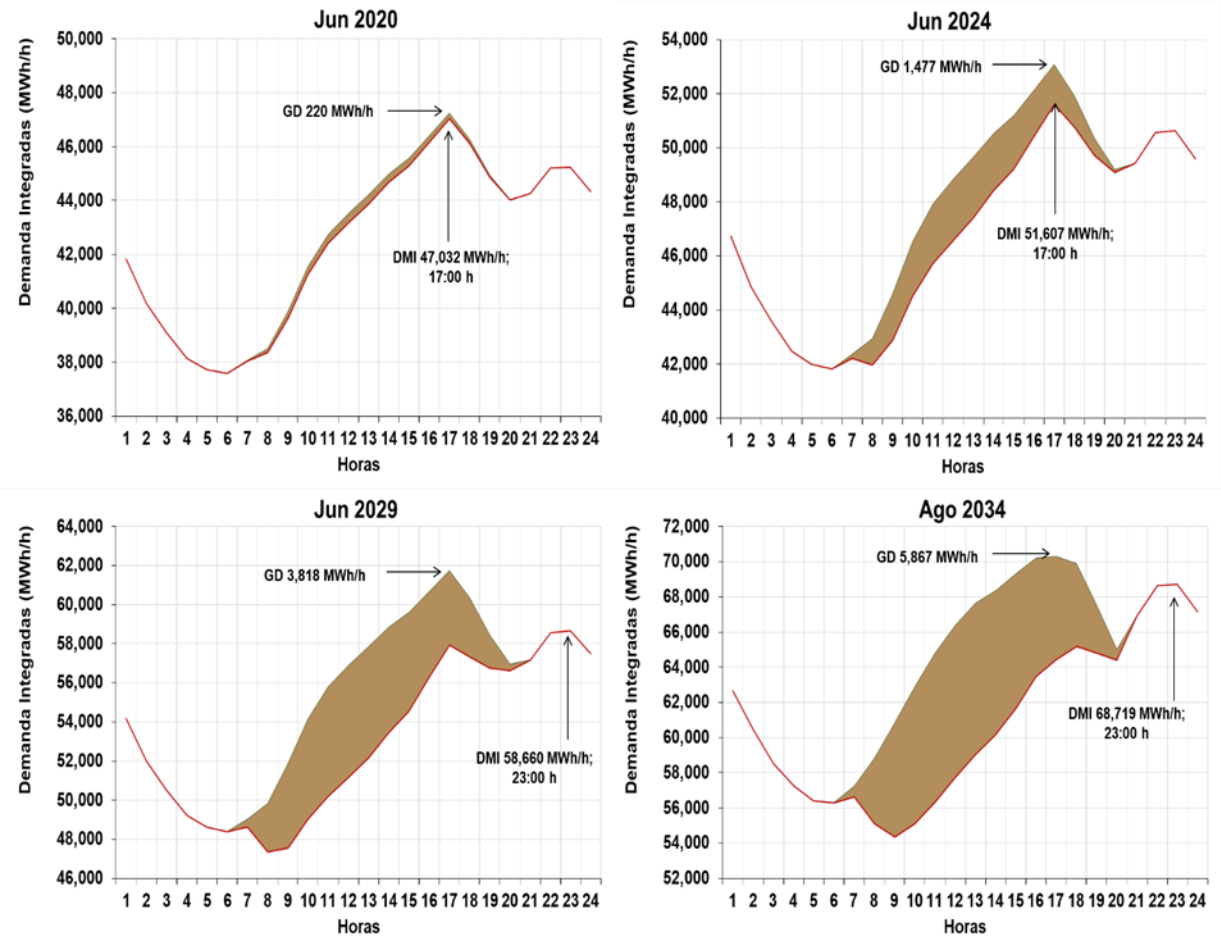
[101] www.coneval.org.mx

Figura 6A.15. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034,
Escenario de Planeación



En la Figura 6A.16 se proyecta un escenario alterno en el cual se consideran condiciones mucho más favorables para la incorporación de la Generación Distribuida, en este escenario se evalúa un incremento adicional de la capacidad instalada del 60% con respecto al escenario original, por lo que se observa que para los años 2029 y 2034 el impacto de la participación de la Generación Distribuida desplaza la demanda máxima anual de la tarde a la noche.

Figura 6A.16. Impacto de la Generación Distribuida Fotovoltaica en la ocurrencia de la demanda máxima anual del SIN 2020, 2024, 2029 y2034
Escenario Alterno



Prospectiva Electromovilidad 2020-2034

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME). En los objetivos de la ENME se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO_2e (toneladas de bióxido de carbono), así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor calidad del aire[102].

Tendencias de la electromovilidad 2020-2034

La electromovilidad está influenciada por los cambios de patrones y preferencias de los consumidores, la internacional Moody's Investors Service y el Estudio de Capacidades de México para el Sector Automotriz del Futuro[103] coinciden en 4 tendencias: combustible alternativo, conectividad, automóviles autónomos y los viajes compartidos[104] en la electromovilidad.

Vehículos de Combustible alternativo, autos que utilizan el hidrogeno como combustible con motor de combustión, o a través de una pila de combustible (litio o grafeno), la mayoría de los productores se han inclinado por esta última opción para fabricar autos eléctricos.

La tecnología de las baterías para los diferentes tipos de automóviles eléctricos se basa principalmente en iones de litio con electrólito líquido, esto es: el material que se encuentra entre el cátodo y el ánodo, y que permite la transferencia de electrones. Una mejora de esta tecnología es el empleo de nuevas celdas de batería de iones de litio con níquel y cobalto que proporcionan una autonomía de 400 a 500 km. Otra tecnología que brinda el beneficio de una mayor vida útil son las baterías de celdas de litio, níquel, manganeso y cobalto. La composición de estas baterías presenta también un ligero incremento en la velocidad de la recarga[105].

Un nuevo tipo de batería que se está desarrollando (en pruebas) es la de grafeno, carbono puro con una estructura química diferente, es de los materiales más prometedores de este siglo por sus características se considera un superconductor de la electricidad, con estas baterías se pueden obtener autonomías de 800 a 1,000 km en los autos eléctricos[106].

La conectividad, movilidad más telecomunicaciones, almacenamiento y análisis de datos generados por los

[102] Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.
[103] Unidad de Inteligencia de negocios, junio 2018 ProMéxico.
[104] https://manufactura.mx/industria/2018/07/17/4-grandes-tendencias-tecnologicas-que-mueven-a-la-industria-automotriz

[105] https://www.xataka.com/automovil/esto-sera-lo-proximo-en-baterias-para-coches-electricos-mas-de-650-km-de-autonomia-real.
[106]https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/en-espana-se-ha-desarrollado-una-nueva-bateria-para-1-000-km-de-autonomia.

sensores y sistemas de conducción de los vehículos. Así como la provisión de servicios de transporte para realizar diferentes actividades y la adquisición y gestión de datos[107].

Automóviles autónomos, son aquellos que cuentan con los sistemas informáticos necesarios para imitar las capacidades humanas en cuanto a la conducción, tanto por manejo como por control. Un coche autónomo es capaz de percibir el entorno. Para ello se puede servir de tecnologías como el radar, lidar (escáner láser), visión computarizada por cámaras y sistemas de posicionamiento global. Existen varios niveles de conducción autónoma estipulado por la NHTSA (National Highway Traffic Safety Administration)[108].

La tendencia de viajes compartidos se integraría a los sistemas de tendencia de automóviles autónomos debido a que se puede aumentar la eficiencia en la movilidad personal y brindar oportunidades de desarrollo a compañías de tecnología. Sin embargo, existe el inconveniente de reducir el crecimiento de la compra de vehículos, esto traerá dificultades para los sectores de fabricación, financiamiento y seguros que dependen de dicho crecimiento.

Las tecnologías que se apliquen en la manufactura de los automóviles entregarán un producto nuevo y diferenciado que impulsará el uso de este tipo de movilidad.

Electromovilidad Transporte Público 2020-2034

A continuación, se describen para la movilidad eléctrica en México los principales proyectos del transporte público en los próximos años. Ampliación del Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey, Tren Ligero de Guadalajara, Trolebús de la ciudad de México (CDMX), Tren Suburbano de la ciudad de México y Estado de México. Obras nuevas, Línea 1 y 2 del Cablebús de la Ciudad de México, Tren Interurbano México-Toluca, Tren Maya, Tren Chalco-Los Reyes (La Paz), Tren Ligero Metropolitano de Región Capital (Xalapa, Veracruz).

Actualmente está en construcción la línea 3 del Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey, con una longitud adicional de 7.5 km, el número de estaciones crecerá de 32 a 40 con tramos elevados y subterráneos[109]. La tensión de suministro eléctrico de dicha línea será en 115 kV con una demanda de 9 MW. Se estima entré en operación el primer trimestre del 2021.

La línea 3 del Tren Ligero de Guadalajara actualmente está en proceso de pruebas operativas, contará con 18 trenes y 18 estaciones. El Tren recorrerá una longitud de 21 km con tramos elevados y subterráneos[110]. El suministro de energía eléctrica será en 230 kV y una demanda de 27 MW.

El sistema de transporte eléctrico Trolebús actualmente cuenta con 8 líneas en la CDMX, se prevé un corredor de cero emisiones y la construcción de una línea de Trolebús elevado del eje 8 sur que correrá de la estación del metro

[107] https://manufactura.mx/industria/2018/04/25/el-nuevo-negocio-de-las-automotrices.
[108] https://www.motor.es/que-es/coches-autonomos
[109] www.nl.gob.mx/metrorrey
[110] siteur.gob.mx

Constitución 1917 a Santa Marta de 8 km de longitud con 8 estaciones y 2 terminales, para este proyecto se contará con 50 Trolebuses articulados que beneficiaran 130 mil pasajeros por día. Se espera que para 2024 estén circulando 500 Trolebuses en la CDMX.

La ampliación en su segunda etapa del Tren Suburbano Buenavista-Cuautitlán con la rehabilitación de 23 km de vía del ferrocarril, desde Lechería hasta la terminal aérea de Santa Lucía con 6 estaciones (Cueyamil, Los Agaves, Teyahualco, Prados Sur, Nextlalpan, Y Xaltocan) que ayudará a desplazar entre 70 mil y 90 mil pasajeros al día con entrada en operación en el 2022. Y una tercera etapa de Cuautitlán a Huehuetoca de 29 kilómetros en el Estado de México.

En 2019 iniciaron las obras de la construcción de la Línea 1[111] Cuautepec-Indios Verdes del Sistema de Transporte Público Cablebús de la Ciudad de México, con 9.2 km de longitud de trazo, 6 estaciones, con un recorrido de 33 minutos que transportará 160, 000 personas al día. Y la línea 2[112] que también conecta zonas de alta marginación y densidad poblacional, estará ubicada en la alcaldía de Iztapalapa de la Ciudad de México, con 7 estaciones que van de Constitución de 1917 a Santa Marta con una la longitud de 10.6 km se prevé un traslado de 200 mil pasajeros por día y entrara en operaciones en 2022.

Está por entrar en operación el tren interurbano eléctrico México-Toluca con 58 km de líneas férreas, 6 estaciones, 2 terminales y 4 intermedias, con 30 trenes de 5 vagones que comunicará el Poniente de la Ciudad de México con la capital del Estado de México, con un recorrido de 39 minutos. Se estima tendrá un aforo de 230 mil pasajeros por día y una disminución de CO_2 equivalente a 27,827 ton/año[113] .

Algunos beneficios del tren México-Toluca son la generación de empleos directos e indirectos, mayor movilidad para las personas al dar un servicio directo a los centros de trabajo y centros recreativos, así como la conexión con el Servicio de Transporte Colectivo Metro de la Ciudad de México.

Uno de los principales proyectos de infraestructura de movilidad eléctrica que se está desarrollando en la región sursureste de México es el Tren Maya.

Este proyecto, consiste en proporcionar el servicio de transporte, vía férrea, de carga y pasajeros, que interconectará las principales ciudades y zonas turísticas de la Península de Yucatán. El Tren Maya transcurre por los estados de Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo, a lo largo de 1,564 km aproximadamente. Este sistema de transporte prevé el traslado de carga y de pasajeros de la región[114] .

El Fondo Nacional de Fomento al Turismo (Fonatur) ha decidido incorporar la electrificación en el tren maya, los tramos que se contemplan para ser electrificados son la ruta Mérida-Cancún-Chetumal. Lo cual representan 690 kilómetros de la ruta esto es el 43.8%. Mientras que el 56.2% restante será híbrido (diésel-eléctrico).[115]

[111] https://www.obras.cdmx.gob.mx/storage/app/media/cablebus-l1.pdf
[112] https://www.obras.cdmx.gob.mx/storage/app/media/disenocablebus-14-enero.pdf
[113] www.sct.gob.mx
[114] www.trenmaya.gob.mx
[115] www.trenmaya.gob.mx/electrificación

Se pretende incorporar la más alta tecnología en el material rodante para el sistema ferroviario dual que operará con:

- Trenes híbridos (diésel-eléctrico).
- Trenes eléctricos.

Los trenes duales conjuntan ambas locomotoras. Tienen versatilidad porque una misma locomotora presta servicios en tramos electrificados y no electrificados.

Éstos mismos pueden operar en su modo eléctrico y en plena vía hacer el cambio de modalidad y operar el motor diésel-eléctrico para tramos sin cableado ni catenaria. Se tiene previsto que en el año 2023 entre en operación el primer tramo.

El diseño del proyecto incluye[116] :

- Elección de trenes duales.
- Instalación de catenarias en la ruta.
- Construcción y operación de subestaciones eléctricas a lo largo de la ruta y modificación a la red eléctrica ya existente.

Las empresas de transporte de pasajeros foráneos que hacen recorridos en el trayecto del Tren Maya (Mérida-Valladolid-Cancún-Playa del Carmen-Tulum-Bacalar), realizan diariamente 132 corridas[117], anualmente se realizan 125 mil viajes, entre autobuses foráneos y Van (camionetas), las cuales consumen aproximadamente 7,786 millones de litros de combustible entre gasolina y diésel, lo que equivale a dejar de emitir 12.8 mtCO_2e.

Con la finalidad de acercar las zonas de vivienda con los centros de trabajo se ha propuesto la construcción del Tren Chalco-Los Reyes (La Paz) que recorrerá una longitud de 12.9 km, en 23 minutos, se pretende beneficiar a 230 mil habitantes[118] , conectará el oriente del Estado de México con la Ciudad de México al entroncar la línea A (Santa Martha Acatitla) del Sistema Colectivo Metro. Se estima entré en operación en 2024.

La capital de Xalapa del estado de Veracruz contara con un Tren Ligero el cual conectara con las poblaciones de Rafael Lucio, Jilotepec, Banderilla, Emiliano Zapata, Coatepec y Teocelo. La primera fase de este plan de movilidad ferroviaria comprende 15.3 km de longitud[119].

En resumen, las tres grandes categorías del transporte público masivo en México son: El Metro, el Tren ligero y el Tren (que incluye al tren suburbano, interurbano y foráneo) el consumo de energía eléctrica de la electromovilidad del transporte público en 2020 asciende a 673 GWh y se prevé alcance 1,859 GWh en 2034 con una participación en el consumo del SEN de 0.4%. La distribución del consumo de energía eléctrica de los diferentes tipos de transporte masivo para el 2020 será de 84.0% para el metro, 8.2% para el tren ligero y 7.9% para el tren. Se estima que al final del horizonte en 2034 la mayor participación del consumo de electricidad la tendría el Tren con 54.6%, después el metro con 36.7% y por último el tren ligero con 8.7 por ciento.

[116] Ibidem
[117] www.busbud.com/es-mx
[118] www.proyectosméxico.gob.mx
[119] www.gob.mx/artf/es/articulos/sct-artf-y-gobierno-de-veracruz-consolidan-proyecto-de-tren-ligero-metropolitano-de-region-capital?idiom=es

Electromovilidad Transporte de carga interurbano 2020-2034

Con la finalidad de ejercer un menor impacto ambiental en las grandes ciudades y alcanzar metas de protección ambiental. Las corporaciones están contemplando cumplir objetivos de electromovilidad en un futuro. En México Grupo Bimbo estableció acciones para mitigar el impacto ambiental, dentro de la electromovilidad tiene como meta alcanzar las 4 mil unidades de vehículos eléctricos con operación en planta para 2024[120]. La multinacional propietaria de marcas como Pepsi-Cola, Gatorade o Mirinda reservó 100 camiones eléctricos con la compañía Tesla los cuales se iniciaría su producción en 2019, los camiones eléctricos serán utilizados para transportar cargamentos entre las plantas de producción y los centros de distribución de la empresa[121]. Por su parte Coca Cola FEMSA es la primera empresa mexicana en obtener la aprobación de la iniciativa mundial Science Based Targets (SBTi), por sus planes de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Los objetivos establecidos por la compañía para sus operaciones son consistentes con las reducciones requeridas para alcanzar las metas del Acuerdo de París y limitar el calentamiento global[122]. A la reducción de los GEI se ha sumado la flotilla de Grupo Modelo la intención de la empresa es reducir 25% sus emisiones de CO_2 hacia 2025, por lo que poco a poco irá incorporando vehículos eléctricos. Grupo Modelo podría comprar cerca de 2 mil camiones eléctricos en los próximos tres años. Estos camiones tienen una capacidad de carga de 11.5 toneladas y una autonomía de 150 kilómetros con una carga de batería[123]. El gran corporativo Unilever como miembro de la organización vehículos cero emisiones (ZEV), se ha comprometido a hacer del transporte eléctrico la "nueva normalidad", con la finalidad de enviar una fuerte señal de mercado de que existe una demanda masiva de vehículos eléctricos hacia el año 2030 o antes. Esta corporación tiene como objetivo integrar en su flota vehicular a nivel internacional el 25% de vehículos eléctricos o híbridos para 2020, 50% para 2025 y 100% para el 2030[124]. Por otra parte, Deutsche Post DHL Group proveedora de servicios de transporte de mercancías está creando sus propios camiones eléctricos, con el alcance de reducir la contaminación para los servicios de primera y última milla en el negocio del transporte por carretera y hasta el reparto urbano. El uso de motores completamente eléctricos impulsa el objetivo del Grupo de reducir a cero todas las emisiones relacionadas con la logística para el año 2050[125].

Vehículos eléctricos en circulación 2020-2034

Con la finalidad de tener un panorama que abarque diferentes horizontes en el desarrollo de la electromovilidad en México, se han realizado 3 escenarios de la penetración de vehículos de tipo eléctrico para los próximos años,

[120]www.autotransporte.mx/bimbo/bimbo-la-flotilla-electrica-mas-grande-de-mexico
[121]expansion.mx/empresas/2017/12/12/pepsico-le-adelanta-la-navidad-a-tesla-con-un-pedido-de-100-camiones-electricos
[122]www.coca-colafemsa.com/coca-cola-femsa-primera-compania-mexicana-en-alinear-sus-metas-de-reduccion-de-emisiones-al-acuerdo-de-paris
[123]www.puntoporpunto.com/secciones/punto-de-encuentro/empresas-migran-a-vehiculos-sustentables
[124]www.comunicarseweb.com/noticia/unilever-se compromete-que-el-100-de-su-flota-de-vehiculos-sea-cero-emisiones-para-2030
[125]www.manutencionyalmacenaje.com/Articulos/236375-DHL-reparte-con-camiones-100-por-ciento-electricos-de-la-primera-a-la-ultima-milla.html

escenario 1, considera un crecimiento ralentizado, escenario 2, es el escenario medio o más probable de la incursión de la movilidad eléctrica y escenario 3, proyecta un dinamismo mayor en el avance de la electromovilidad, Figura 6A. 17.1.

Para el 2034, se estima en el escenario más lento que el aumento de los vehículos eléctricos ascienda a poco más de 300 mil unidades vendidas[126], lo que significaría el 18.4% de los vehículos automotores vendidos pronosticados con un parque vehicular acumulado de 2.39 millones. Para el escenario medio el número de unidades vendidas sería un poco más de 500 mil el 28.1% del total de vehículos vendidos con un acumulado de 3.46 millones de vehículos eléctricos en circulación. Y para el escenario más optimista se espera la introducción de un poco más 700 mil unidades vendidas, es decir el 41.2% del total de unidades vehiculares vendidas con un parque vehicular acumulado de 4.82 millones de unidades.

La distribución acumulada de los vehículos de categoría eléctricos en circulación para el 2034 en el escenario 2, medio o más probable estaría desagregada de la siguiente manera: 56.0% eléctricos, 20.8% híbridos enchufables, 11.7% híbridos y 10.7% camiones eléctricos de transporte local y cerca del 1.0% de autobuses eléctricos de transporte público, foráneo y tractocamiones, como se muestra en la Figura 6A.17.2.

La desagregación del parque vehicular acumulado en circulación para 2034 del escenario 1, sería de 50.0% eléctricos, 21.4% híbridos enchufables, 16.2% híbridos y 11.6% camiones eléctricos de transporte local y cerca del 1.0% autobuses eléctricos de transporte público, foráneo y tractocamiones. Y la distribución acumulada estimada de automotores eléctricos del escenario 3, es de 62.2% eléctricos, 19.3% híbridos enchufables, 9.5% híbridos y 8.2% camiones eléctricos de transporte local y cerca del 1.0% autobuses eléctricos de transporte público, foráneo y tractocamiones.

[126] Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

Figura 6A.17.1. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2034

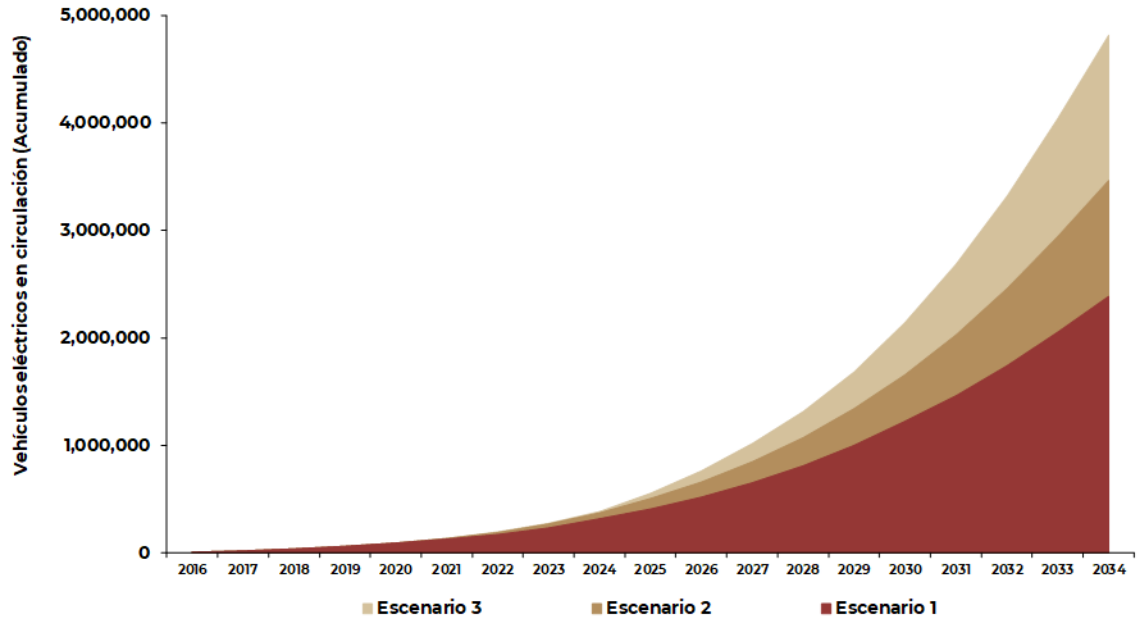
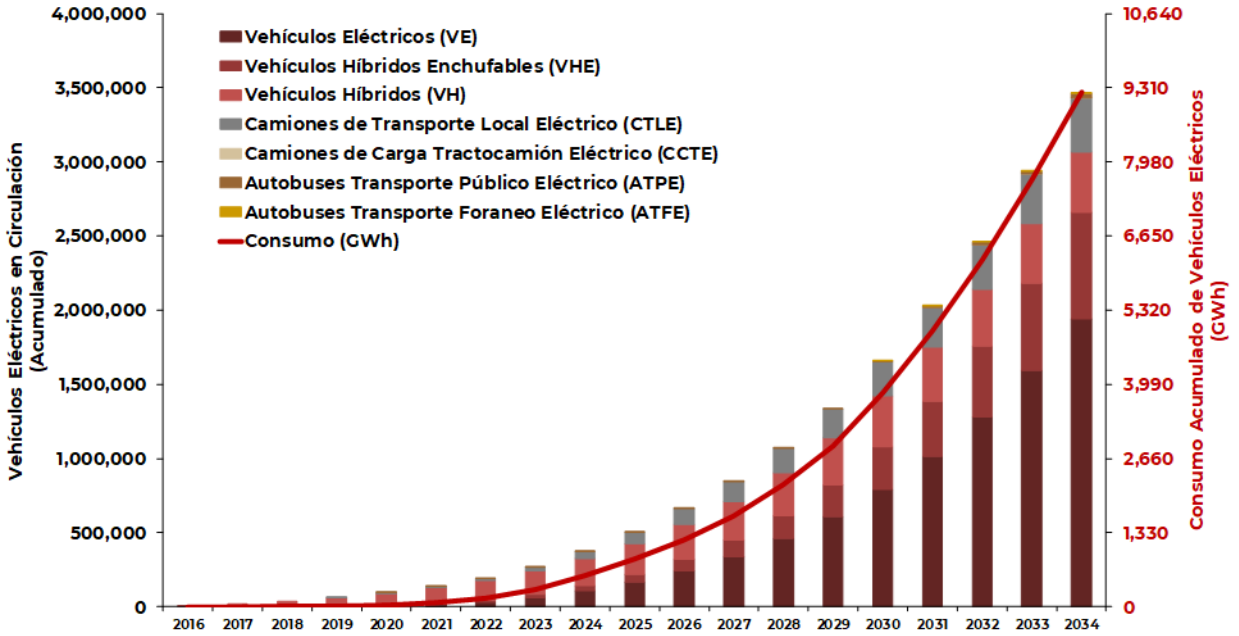


Figura 6A.17.2. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2034



Consumo eléctrico e impacto de la Electromovilidad 2020-2034

En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica del parque vehicular de categoría eléctricos estarán demandando electricidad del sistema eléctrico únicamente los automotores del tipo: eléctrico puro e híbridos enchufables (vehículos ligeros, camiones de transporte local, tractocamiones y, autobuses de transporte público y foráneo). Los sectores de consumo final donde se verá reflejada la demanda de esta electromovilidad son: residencial (debido a que los cargadores se pueden instalar en los hogares y unidades habitacionales), comercial (los cargadores también pueden ser instalados en comercios y sitios públicos) y empresa mediana (los cargadores de los vehículos eléctricos pueden ser ubicados en grandes centros comerciales, empresas y sitios de trabajo). El transporte masivo como el metro, tren ligero, suburbano entre otros, está considerado en el sector de la gran industria.

Es claro que la carga de consumo de los vehículos eléctricos está en casi todos los sectores de consumo final donde también está instalada la Generación Distribuida (con una mayor penetración los paneles solares), es importante hacer notar que puede haber una relación directa entre Generación Distribuida y electromovilidad, debido a la generación cercana a los centros de carga (cargadores eléctricos de vehículos), el impacto de la demanda de electromovilidad y la instalación de Generación Distribuida se ha incluido en el pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica del SEN, para cualquiera de los 3 escenarios de consumo de electromovilidad.

En lo que se refiere al consumo de energía de vehículos ligeros VE, VH y VHE, requieren en promedio 34% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia. Se estima que en 2020 el consumo de electricidad de vehículos ligeros, camiones de transporte local, tractocamiones y, autobuses de transporte público y foráneo del tipo eléctricos e híbridos enchufables que estarán en circulación sea de 22 GWh para el escenario más probable, la energía demandada por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio, escenario 2, podría alcanzar 9,238 GWh (Figura 6A.18) lo que representaría el 1.9% del consumo de electricidad del SEN.

Se pronostica que para el 2034 en el escenario 1, crecimiento lento, el número de vehículos eléctricos e híbridos enchufables que estaría en circulación, ascienda a 2.4 millones, con un consumo de energía eléctrica de 6,248 GWh, que representaría el 1.4% del consumo del SEN. Y que para el escenario 3, la participación en el SEN será de 2.4% para un consumo de energía eléctrica de 12,571 GWh, Figura 6A.18, con un parque vehicular en circulación de 4.8 millones de unidades previendo la implementación de políticas que impulsen un mayor incentivo para la utilización de este tipo de vehículos.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2020-2034 con relación a las emisiones evitadas en el escenario 2, más probable, es que éstas pasen de 70 $mtCO_2e$ (miles de toneladas de bióxido de carbono) a 5,419 $mtCO_2e$, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 35 millones de litros ahorrados pasen a 4,862 millones como se muestra en la

Figura 6A.19. Para los escenarios 1 y 3 en 2034 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 3,851 mtCO_2e y 7,166 mtCO_2e respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles este se estima en 3,418 y 6,324 millones de litros de combustible.

Figura 6A.18. Evolución del consumo de electricidad de vehículos eléctricos en circulación 2016 – 2034

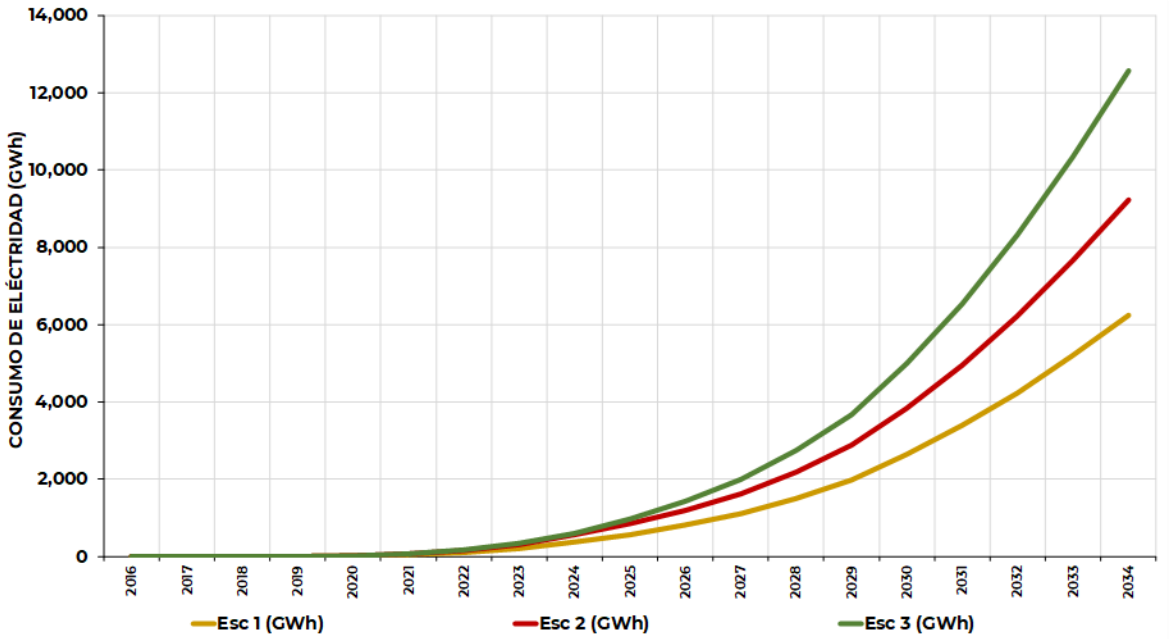
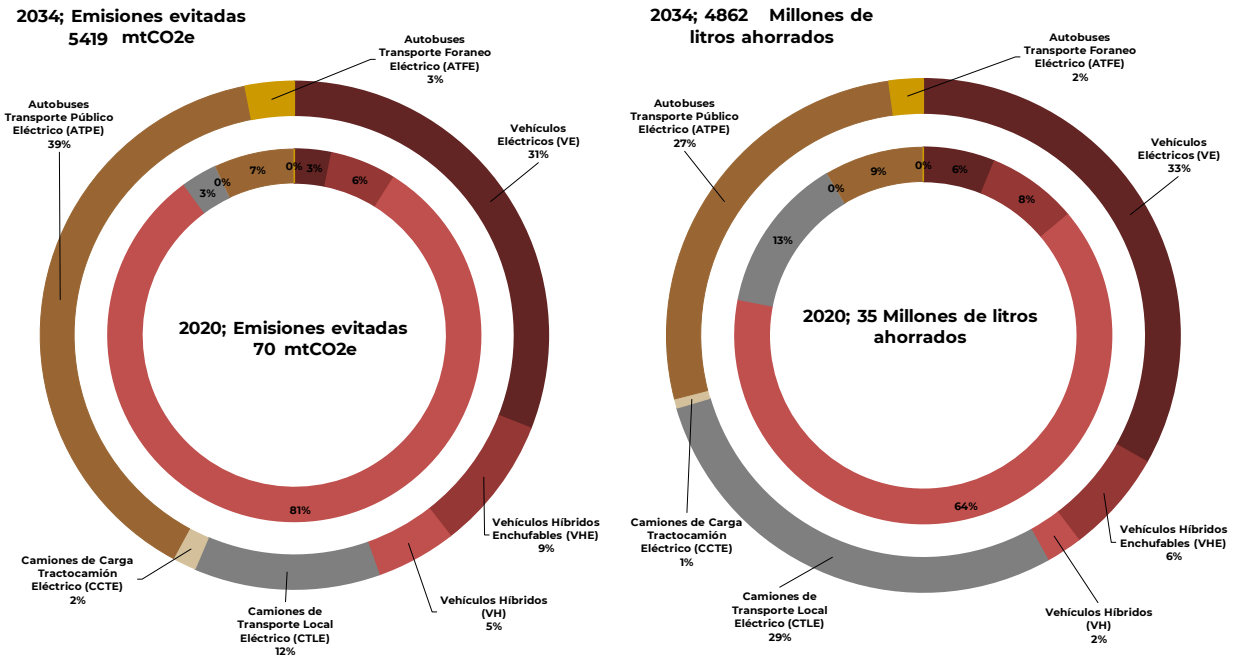


Figura 6A.19. Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2020 y 2034

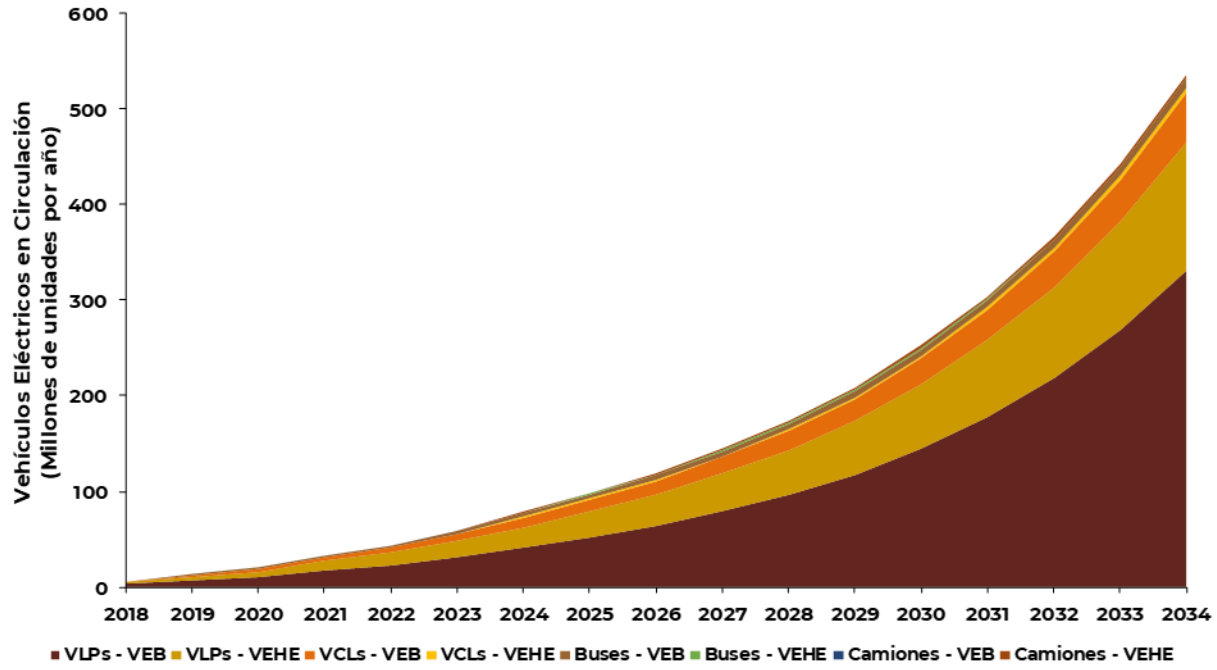


Prospectiva movilidad eléctrica en el mundo 2020-2034

Durante la última década se ha visto un repunte en la incorporación de este tipo de unidades, en el 2020 se estima que el parque vehicular a nivel mundial con esta tecnología sea de 21.0 millones de vehículos, de los cuales el 76.2% corresponden a vehículos ligeros de pasajeros eléctricos de batería e híbridos enchufables.

Para el año 2034 se prevé que este parque vehicular ascienda a 535.6 millones de unidades, en donde la mayor participación la tendrán los vehículos ligeros de pasajeros eléctricos de batería e híbridos enchufables con el 86.9 %, por otra parte, se valora que la flota de autobuses sea de 10.66 millones de unidades, lo que representaría un 2.0% de los vehículos eléctricos existentes en ese año en el mundo. En la Figura 6A.20 se muestra la evolución de los vehículos eléctricos para el horizonte de estudio.

Figura 6A.20. Evolución de los vehículos eléctricos a nivel mundial 2020 – 2034[127]



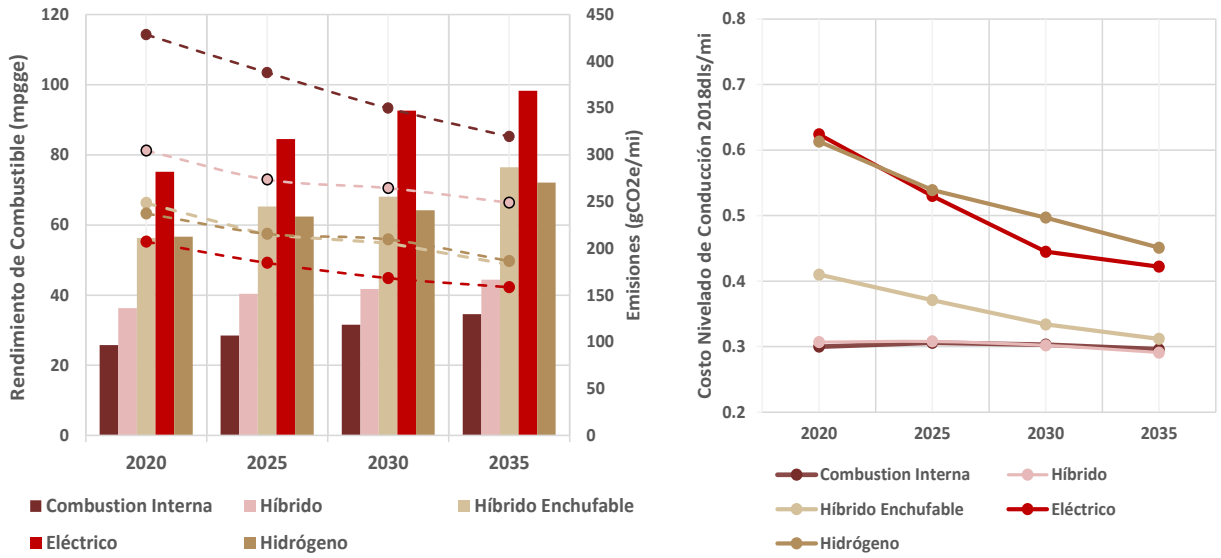
Notas: VLP: vehículo ligero de pasajeros, VCL: vehículo comercial ligero, VEB: vehículo eléctrico con baterías, VEHE: vehículo híbrido enchufable.

[127] International Energy Agency, IEA 2020.

La aceptación de los vehículos eléctricos por parte de los consumidores depende de varias características como: el rendimiento, el costo del vehículo, el costo de operación durante la vida útil del vehículo, la disponibilidad de las marcas o modelos, la autonomía del vehículo y las emisiones de contaminantes entre otras más.

El laboratorio nacional de energía renovable (NREL por sus siglas en inglés) presenta la Línea base de tecnología anual de transporte (ATB) de 2020 que proporciona datos de costos y rendimiento, estimaciones y suposiciones para tecnologías de vehículos y combustibles en los Estados Unidos. En la Figura 6A.21[128] se observan proyecciones de: Rendimiento de combustible, que representa la eficiencia con la que un vehículo convierte el combustible para recorrer una distancia, expresada en millas por galón de gasolina equivalente. Emisiones de CO_2 al medio ambiente para este caso en gCO_2 equivalente por milla. Y el costo nivelado de conducción, indicador del costo de operación durante la vida útil del vehículo (dólares 2018 por milla). Estas características de transporte consideran suposiciones sobre el nivel de avance tecnológico hasta 2035, con la finalidad de comparar las diferentes ventajas y limitaciones de cada tipo de vehículo, que podría influir en las decisiones del consumidor. Como se observa el mayor rendimiento de combustible y menores emisiones para el 2035 corresponde al vehículo eléctrico con 98 mpgge y 159 gCO_2e/mi respectivamente. Sin embargo, su costo nivelado de conducción es de los índices más altos 0.422 (2018dls/mi).

Figura 6A.21. Comparación de características de vehículos ligeros 2020 – 2035



[128] https://atb.nrel.gov/transportation/2020/